

SERIALS FULL-TEXT

GESAMTBERICHT  
ZWEITE WELTKRAFTKONFERENZ

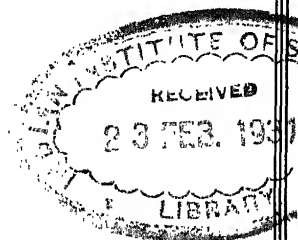
TRANSACTIONS  
SECOND WORLD POWER CONFERENCE

COMPTE RENDU  
DEUXIÈME CONFÉRENCE MONDIALE DE L'ÉNERGIE

BERLIN 1930

BAND XIV

Fernleitungsanlagen  
Electrical Transmission  
Lignes pour transmission de l'énergie électrique



VDI-VERLAG GMBH  
BERLIN NW 7

GESAMTBERICHT  
ZWEITE WELTKRAFTKONFERENZ

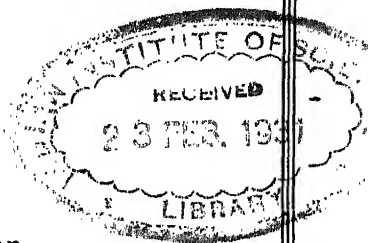
TRANSACTIONS  
SECOND WORLD POWER CONFERENCE

COMPTE RENDU  
DEUXIÈME CONFÉRENCE MONDIALE DE L'ÉNERGIE

BERLIN 1930

BAND XIV

Fernleitungsanlagen  
Electrical Transmission  
Lignes pour transmission de l'énergie électrique



VDI-VERLAG GMBH  
BERLIN NW 7



Schriftleitung — Editors — Rédacteurs

*Dipl.-Ing. F. zur Nedden*

*Dr.-Ing. C. Th. Kromer*

671.3  
N301W

BAND XIV

**INHALTVERZEICHNIS**

**TABLE OF CONTENTS**

**TABLE DES MATIÈRES**

Section 20

Energieübertragung und Energiefluß in einfach und mehrfach gekuppelten Netzen

Transmission and Flow of Energy in Single and Multiple-Connected Networks

Transmission de l'énergie et courant de l'énergie dans des réseaux à accouplement simple ou multiple

Nr.	Berichte	Papers	Rapports	Seite/Page
268	The Control of Generating Station Loads and Regulation of Frequency and Voltage on an Interconnected System. U. S. A.	<i>J. M. Oliver</i> . . . . .		3
97	The British Grid System and its Relation to Certain Technical and Economic Problems. Great Britain	<i>Sir Archibald Page and C. W. Marshall</i>		19
36	Die technische und wirtschaftliche Beherrschung des Energieflusses in einfach und mehrfach gekuppelten Netzen. Deutschland	<i>Dr.-Ing. A. Menge und Mitarbeiter</i> .		35
265	The Economics of Power Transmission as Influenced by Recent Stability Studies and Increase in Speed of Circuit Interruption. U. S. A.	<i>Ch. Le G. Fortescue</i> . . . . .		91
39	Elektrische Probleme der Fernübertragung auf große Entfernung. Deutschland	<i>Dr. Ing. R. Rüdenberg und Mitarbeiter</i> . . . . .		110
188	Der zweipolige Kurzschluß einer doppelt gespeisten Drehstromleitung im Lichte der Rechnung mit symmetrischen Komponenten. Österreich	<i>Dr.-Ing. G. Oberdorfer</i> . . . . .		141
267	Economic Aspects of the Alternating-Current Low-Voltage Automatic Network System. U. S. A.	<i>H. Richter</i> . . . . .		155
294	Die Wirtschaftlichkeit von Fernleitungen. Ungarn	<i>Dr.-Ing. O. Szilas</i> . . . . .		181

Nr.		Seite/Page
38	Mechanische Probleme der Freileitungstechnik. Deutschland <i>Prof. A. Rachel und Mitarbeiter</i> . . .	195
37	Kraftübertragung durch Kabel. Deutschland <i>Dr. W. Vogel und Mitarbeiter</i> . . . . .	220
191	Die Beseitigung von Rauhreif- und Eisbildungen auf Hochspannungs- freileitungen. Österreich <i>Ing. J. Schlögl</i> . . . . .	253
300	Hochspannung-Kraftübertragungsleitungen in der U.d.S.S.R. Rußland <i>Prof. N. I. Suschkin</i> . . . . .	259
320	Neue Konstruktionen von Kraftübertragungsleitungen. Rußland <i>Prof. N. I. Suschkin und Prof. A. A. Glazunoff.</i> . . . . .	267
377	Glasisolatoren. Tschechoslowakei <i>Prof. F. Niethammer</i> . . . . .	285
314	The Testing of Porcelain Insulators. Porosity of Insulating Porcelains. Russia <i>Prof. P. A. Florensky and N. A. Tzerevitinov</i> . . . . .	289
420	Das cos $\varphi$ -Problem des Kraftwerkzusammenschlusses. Schweiz <i>Ing. J. Kristen</i> . . . . .	305
	Generalbericht . . . . .	323
	General Report . . . . .	335
	Rapport Général . . . . .	346
	Diskussionsbericht (Report on Discussion, Rapport de la Discussion)	358
	Gesamtergebnis der Diskussion . . . . .	367
	Result of Discussion . . . . .	369
	Résultat de la Discussion . . . . .	370
	<i>Prof. Dr.-Ing. W. Petersen</i>	

## Section 21

Erdung, Blitzschutz und gegenseitige Beeinflussung von  
Starkstrom- und Schwachstromleitungen  
Earthing, Lightning Protection and the Effects of Power  
Lines on Telephone and Telegraph Lines  
Prises de terre, paratonnerres et influences réciproques des  
lignes à haute tension et des lignes télégraphiques et télé-  
phoniques

	Berichte	Papers	Rapports
266	The Development of Laws and Regulations with Respect to Ground- ing of Electric Circuits and Apparatus in the United States of America. U. S. A. <i>Wm. H. Blood Jr.</i> . . . . .		375
318	Prises de terre, de protection et de service. Tensions de contact admissibles. Russia <i>Prof. L. I. Sirotinsky, Ing. B. A. Tele- schév und Ing. Éclair</i> . . . . .		391

Nr.		Seite/Page
312	Influence des lignes de transmission électrique à haute tension sur les lignes télégraphiques. Russie	410
	<i>Prof. P. A. Asboukine, Ing. E. N. Petrinsky, Ing. Gratshev, Ing. Markovic, Ing. Teleschév . . . . .</i>	
35	Beiträge zur Frage der Beeinflussung der Fernmeldeleitungen und -einrichtungen durch Starkstrom. Deutschland	436
	<i>Dr. H. Klewe, Prof. A. Rachel und Mitarbeiter . . . . .</i>	
401	Welche Aufgaben fallen der elektrotechnischen Industrie und den Elektrizitätsunternehmen bei Bekämpfung der Empfangsstörungen im Rundfunk zu? Deutschland	478
	<i>Dr. Bredow . . . . .</i>	
263	Lightning and its Effect on the Design of Transmission Lines and Apparatus from the Economic and Engineering Standpoint. U. S. A.	481
	<i>F. W. Peek Jr. . . . .</i>	
423	Gewitterforschungen und Blitzschutz. Deutschland	518
	<i>Prof. A. Matthias . . . . .</i>	
	Generalbericht . . . . .	559
	General Report . . . . .	568
	Rapport Général . . . . .	577
	Diskussionsbericht (Report on Discussion, Rapport de la Discussion)	587
	Gesamtergebnis der Diskussion . . . . .	593
	Result of Discussion . . . . .	595
	Résultat de la Discussion . . . . .	598
	<i>Prof. Dr.-Ing. R. Rüdenberg</i>	



Section 20

ENERGIEÜBERTRAGUNG UND ENERGIEFLUSS IN  
EINFACH UND MEHRFACH GEKUPPELTEN  
NETZEN

TRANSMISSION AND FLOW OF ENERGY IN SINGLE AND  
MULTIPLE-CONNECTED NETWORKS

TRANSMISSION DE L'ÉNERGIE ET COURANT DE  
L'ÉNERGIE DANS DES RÉSEAUX À ACCOUPLEMENT  
SIMPLE OU MULTIPLE

Vorsitzender                      Chairman                      Président  
*Prof. A. F. Enström (Schweden)*

Stellvertr. Vorsitzender                      Vice Chairman                      Vice-Président  
*Ing. A. Taccani (Italien)*

Beisitzer                      Assistant                      Assesseur  
*Prof. Dr.-Ing. H. Thoma (Deutschland)*

Generalberichterstatter                      General Reporter                      Rapporteur Général  
*Prof. Dr.-Ing. W. Petersen (Deutschland)*



United States of America

## The Control of Generating Station Loads and Regulation of Frequency and Voltage on an Interconnected System

National Electric Light-Association

*J. M. Oliver*

### General

Methods of controlling the loading of generating stations and of regulating the frequency and voltage on an interconnected system will be illustrated by discussing the operation of a large interconnected system, covering an area of approximately 150 000 sq. miles in the Southeastern section of the United States, and having a population of about 8 000 000. The system covers parts of the States of South Carolina, Alabama, Georgia, Mississippi, and Florida, and is approximately 565 miles in length and 325 miles in breadth. The individual Companies of this system, while maintaining their independent corporate identity, are subsidiaries of one holding Company. There are also interconnections with Companies serving bordering areas on the North, South, and East.

Fig. 1 is a map of the transmission system, the backbone of which is a 110 000 V network connecting the principal generating sources and load centers. Several of the trunk lines are designed for ultimate operation at 154 000 V, but will continue to be operated at 110 000 V until greater load carrying capacity is required of them, this condition having already resulted in one of the lines being converted to 154 000 V operation. The transmission network consists of the following lines: 90 miles at 154 000 V, 3 000 miles at 110 000 V, 390 miles at 66 000 V, and 6 000 miles 44 000 and 38 000 V, the latter two being partly distribution and partly transmission lines. Fortunately individual companies, prior to interconnection, were fairly well standardized as to voltages, and all generated at 3 phase and 60 cycles, thus permitting direct interconnections without voltage transformation or mechanical ties.

The total generated and purchased energy for the year 1928 was 2 650 000 000 kWh, with a maximum 30 min demand of 525 000 kW, giving a load factor of 58 %, increasing in 1929 to about 3 000 000 000 kWh, with a maximum 30 min demand of 575 000 kW, and a load factor of 60 %. Fig. 2 is a typical daily load curve. The total generating capacity available to the system is approximately 920 000 kVA in water power



plants, with a reserve capacity of 400000 kVA in steam electric plants. A 70000 kVA steam unit and 110000 kVA in hydro capacity are now being constructed. The larger generating stations are located in seven distinct areas with capacities for a given area varying from 70000 kVA to 300000 kVA.

Except for years of sub-normal rainfall, which according to available records occur in cycles of about ten years, the major part of the generation is in hydro-electric plants. The system is designed, however, with

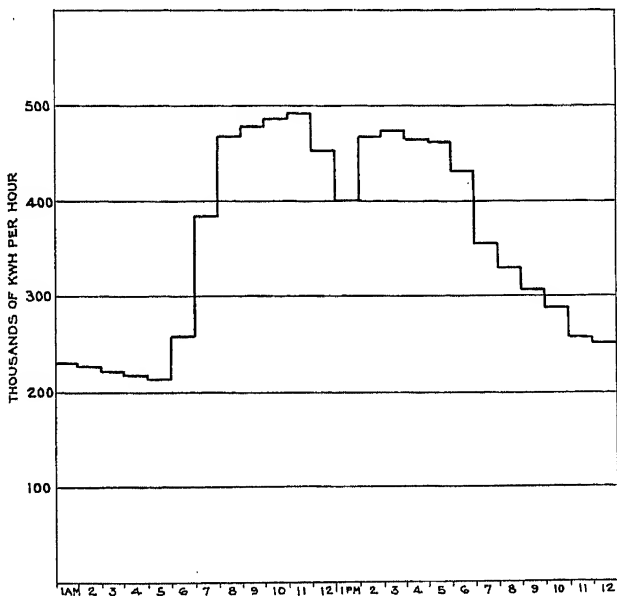
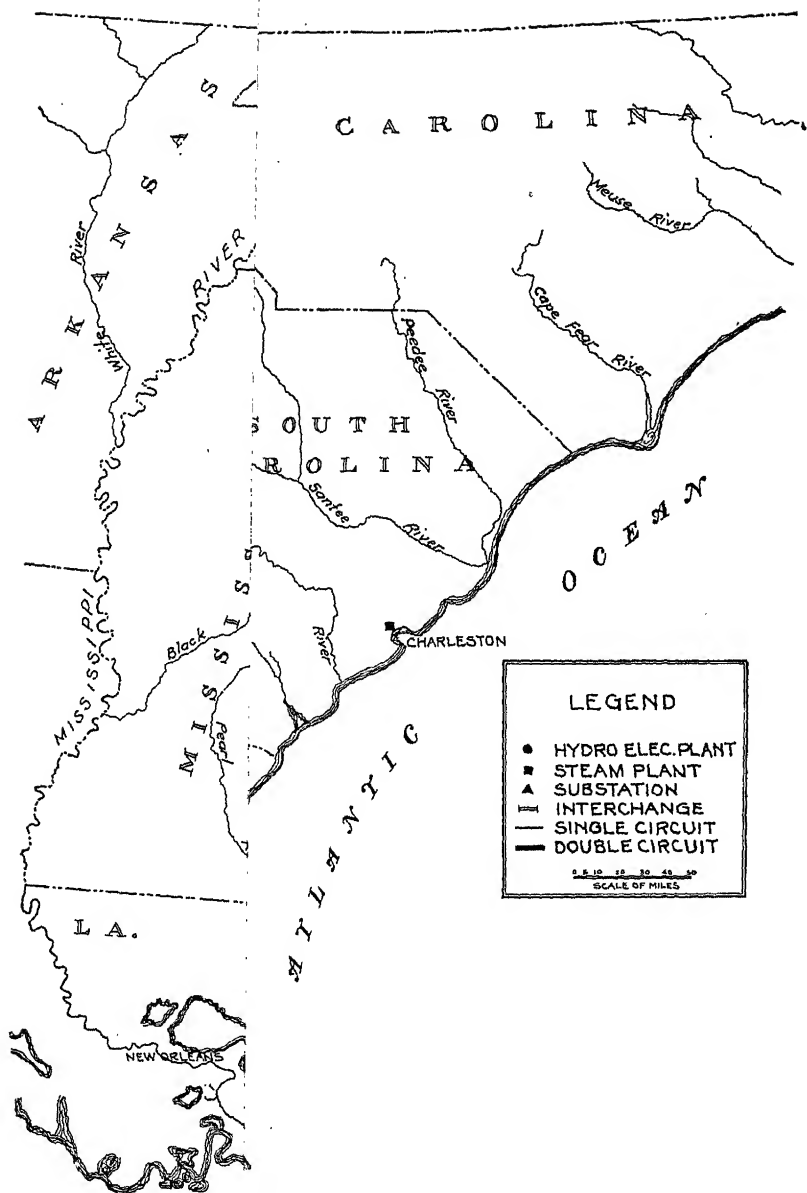


Fig. 2. Typical Daily Load Curve for Interconnected System.

sufficient steam capacity to carry the load through periods of extreme low precipitation without curtailment of service. The past year was one of unusually high precipitation over the entire system, and less than 0.4 of 1% of the energy output was produced by steam. The territory is subject to severe lightning storms, but only in extreme emergency, such as wide-spread sleet or wind storms, is it necessary to operate steam units for protection against interruption to service.

The interconnected network affords two or more lines, over widely separated routes, to important load areas; the large number of hydro plants feeding into this network, together with a highly co-ordinated system of automatic relays, insure dependable service. In general, the steam plants are located at, or near to, important load centers, and in addition some of the largest are located at the mine mouth. The more recent plants are designed for high efficiency and as the system load increases they will become base load plants and the hydro plants will become more largely peak carrying plants.



Transmission System in Southeast, U.S.A.



At present only one of the properties has more than enough generating capacity to furnish its energy requirements throughout the year. This results in a flow of power over the interconnecting lines to other properties having less generating capacity. Ultimately each property will probably develop sufficient capacity to carry its normal load.

The major benefits of interconnection of adjacent systems, namely: increased economies, greater reliability of service, increased diversity in load and rainfall, and reduction in reserve capacity, are fully realized on this system. It is interesting to note that the sum of maximum demands for individual companies for the year 1929 was 618 000 kW, as compared with a coincident peak for the entire system of 575 000 kW, resulting in a diversity factor of 0.93.

Individual properties are operated by similar organizations which report to executive headquarters for the entire group. Each operating organization is composed of a General Manager, Operating Manager, Operating Engineer, Chief Load Dispatcher, Regional Load Dispatchers, and Station Operators, subordination following in the order named. The duties of the General Manager and Operating Manager are largely managerial, the responsibility for detailed operation resting on the Operating Engineering Department. That Department supervises the loading of generating stations, daily forecasting of load, and similar matters pertaining to dispatching. The Department also supervises the application and maintenance of automatic protective devices. At present there are two principal dispatching centers, located on the two largest properties, one having headquarters at Birmingham, Alabama, and the other at Atlanta, Georgia. Regional or sub-dispatching offices have been established at a number of strategic points, these points being so selected as to limit the range of any particular dispatching center to a radius of from one hundred to one hundred and fifty miles. Although reporting to the Chief Dispatchers on normal regulation of load, voltage and frequency, the Regional Dispatchers are fully responsible for all dispatching in the territory under their jurisdiction, and during emergencies use their best judgment in the handling of generating stations within their territory, reporting to the head dispatching office after normal operating conditions are re-established.

The efforts of the two Operating Engineering Departments are very closely co-ordinated, the heads of these Departments having an intimate acquaintance with the entire system. Operating schedules are formulated mutually each day.

Interchange power contracts are in force between the individual companies, and recognize the potentialities and limitations of each property. These contracts are modified periodically as changing conditions require.

### Communication

Instant and reliable communication is essential to successful manipulation of the system, since remote indication and supervisory control are inadequate where substations and generating stations are widely

separated. Communication facilities including leased commercial lines, private metallic and carrier current telephones are used, the particular application being based on service requirements and the economy thereof. A duplex carrier current telephone channel has been established between the two principal dispatching centers, the distance being approximately 200 miles. While the transmitters and receivers are installed in the Dispatching offices, provision is made for connection with main office telephones and commercial telephone circuits. This service is also used for transaction of other Company business when not in use for dispatching. The performance of this channel, which has been in operation for approximately six months, has been very satisfactory.

Other Company-owned communication facilities consist largely of metallic circuits which parallel the high voltage network, some of them being located on transmission line towers, and others on separate pole lines on the same right of way. In many cases, only one metallic circuit exists between important centers; however, it is supplemented by carrier current communication. This applies particularly to centers within a radius of 150 miles of Load Dispatching offices.

Communication between certain newly acquired properties and the Dispatching headquarters has been established through leased commercial circuits. This is proving very reliable, since the Telephone Company obligates itself to maintain service even to the extent of temporarily re-routing connections. Plans are practically complete whereby all local communication in a few of the larger cities will be had by means of leased commercial lines. The interconnection points of the several types of communication facilities will then be established at Dispatchers' offices, thus permitting full use of all facilities.

In addition to these facilities, railroad dispatch circuits and space radio broadcasting stations have been made available when required at times of unusual trouble.

### Generating Station Loading

The efficient loading of generating stations on a system such as this one, combining run of river plants, storage hydro plants, and steam plants, requires an accurate knowledge of river flow conditions and the resulting plant capacities. Careful studies have been made of all available records as to rainfall, run off and river flow. While efforts, meeting with more or less success, have been made to forecast future flows, the day-by-day schedule for loading of generating sources is largely governed by the use of concurrent readings of river flow and rainfall gauges located at strategic points along the various rivers from reservoirs to headwaters. Readings of the more important of these gauges are secured twice daily. Large watersheds decidedly influence the preparation of generation schedules, since in some cases rainfall near the headwaters requires from four to five days to reach the plants, and the increased flow must be anticipated in the schedules.

During a year of normal or average rainfall the capacity and output of hydro storage plants constitutes a large percentage of the total system generation, existing hydro storage reservoirs when full having sufficient storage to generate 433000000 kWh, with no inflow. The use of a so-called operating rule curve has proved very helpful as a guide for scheduling the loading of storage plants. This rule curve is based upon the river-flow conditions which are expected to obtain during a period of normal rainfall and is prepared in advance, usually for a period of one year; revisions are made from time to time to meet the actual water elevations in the reservoirs as influenced by prevailing river-flow values. As long as water elevations are on or above the curve, storage plants are loaded as required. When water elevations drop slightly below the rule curve, the generators operate only as needed during peak hours, any deficit in energy output being supplied by bringing on steam units in the order of their increment efficiencies. High cost steam generation is not placed in service until water elevations in reservoirs are appreciably below the rule curve. Fig. 3 shows the operating rule curve prepared for the year 1930. It is a summation of the rule curves for four individual storage reservoirs.

Insofar as possible, the various plants are operated at maximum efficiency, but occasionally during peak hours, it is necessary to load hydro machines beyond their most efficient points to eliminate higher priced power. When water is wasting over the dam, hydro units may be operated at full gate opening in the peak hours. During wet seasons, run-of-river plants carry the base load with storage plants supplying the peaks. In periods of low flow, steam plants operate at base load with storage and run-of-river plants operating during the peak hours.

Load schedules for inter-company tie lines are so formulated as to permit the required transfer of energy without excessive load swings and with a minimum of transmission losses. These schedules are based on a forecast of the regional generating capacity and energy requirements. The principal dispatcher in the receiving center controls the tie line loading through frequent observation of meters by the operators at terminal stations. Inter-company tie lines are equipped at their terminal stations with necessary instruments for securing indications and records of energy transfer and demand. Station operators are, of course, informed of tie line load schedules and immediately report abnormal conditions to the Dispatchers. Adequate communication facilities permit the prompt readjustment of load as often as is necessary.

In practically all cases, generating plants of the receiving load center are scheduled to operate on "block interval" base load, the term "block interval" as used here meaning a specified definite value of load for a given period, modified periodically to meet actual requirements. Variations from required tie line interchange during a given period are thus compensated for during the succeeding period.

Changes of generator loading in the area receiving energy are made as often as necessary without communicating with Dispatcher controlling the supplying generating centers, since frequency is controlled in-

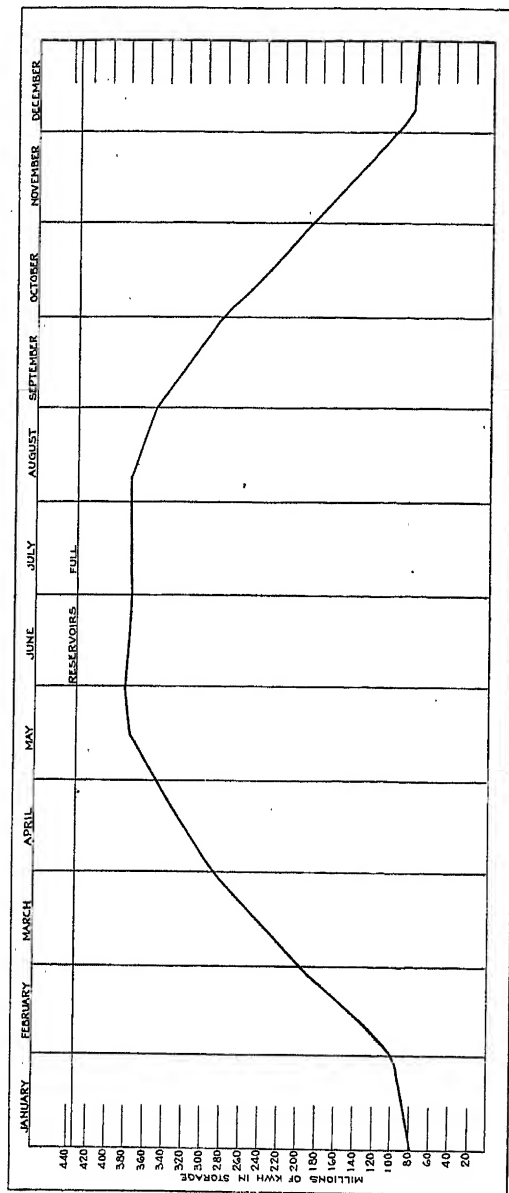


Fig. 3. 1930 Storage Reservoir Operating Rule Curve.

dependent of interconnecting line loads. The much discussed matter of tie line load control is quite simple in practice, the variable being the degree of alertness displayed by the Load Dispatchers and Operators. Fig. 4 is a reproduction from a section of actual wattmeter chart taken from one of four parallel tie lines after a period of scheduled no load, or floating operation, showing how closely it is possible to follow the schedule.

The most important of several factors which may at any time radically change operating conditions is the immediate use of water supplied by

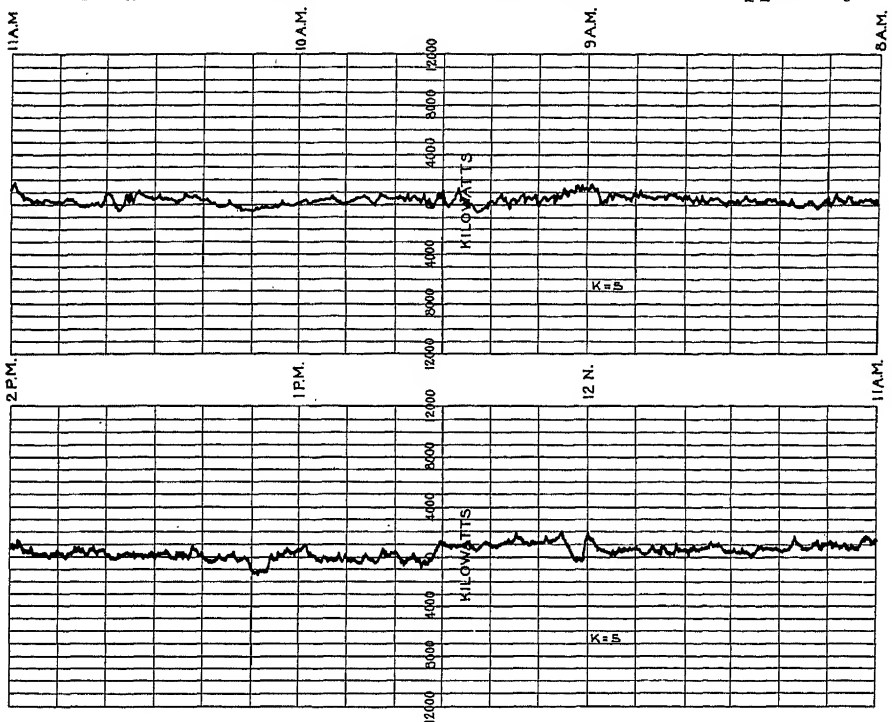


Fig. 4. Wattmeter Charts of One of Four Parallel Inter-company Tie Lines During a Period of Scheduled Floating Operation.

local rains affecting one or more generating centers. Such conditions may result in suddenly reducing tie lines to floating operation, or in extreme cases may cause reversal of conditions, the generating center originally supplying energy receiving it under this condition in order to prevent waste. Use of this otherwise waste water is potentially a source of supply to the receiving generating center's storage reservoirs. In no case is water permitted to waste until all resources for conserving it have been exhausted.

Sufficient surplus or emergency generating capacity is operated to carry the load in the event of loss of the largest generating plant or of the most



heavily loaded tie line. In fact, the amount of extra hydro generator capacity, required to supply the system reactive kVA, operated at various generating centers provides ample insurance against loss of load carrying units or tie lines. Dispatchers and Operators are alert for approaching storms and trouble is anticipated by increasing the surplus or floating generating capacity where conditions warrant.

### Voltage Control

As mentioned in the preceding discussion, the allocation of load among the various generating stations is determined by considerations of service, economy, and river flow; thus, with the flow of power determined, the voltage at any point of the system and the relative flow of reactive kVA are matters which are closely related, and the problem of voltage control may be regarded as the problem of reactive kVA generation and distribution. Three general methods of voltage control are employed, namely: variation of generator excitation, variation of synchronous condenser excitation, and transformer tap changing under load. The latter method, however, has been applied to only one tie line for controlling the voltage levels at an important load center. In addition to the above, feeder voltage regulators are installed as required on low voltage distribution circuits. Naturally it is highly desirable to generate the reactive kVA as near as possible to the point of consumption in order that reactive drop and transmission losses may be minimized. This condition has resulted in fourteen synchronous condenser installations varying in size from 5000 kVA to 20000 kVA, and aggregating 140000 kVA of capacity.

It has been unnecessary to provide sufficient synchronous condenser capacity to supply the total reactive kVA requirements. The hydro electric stations rarely operate at more than 50% annual plant factor, and therefore units in these stations are available for floating on the line for corrective purposes. The reactive kVA available from hydro generators naturally increases as the load on the machine is decreased; however, the maximum value is generally somewhat less than the total rating of the machine except in some cases where liberal excitation systems have been provided for the purpose of increasing the reactive kVA capacity.

During floating operation of hydro units frictional losses resulting from pumping action of turbines on residual water is practically eliminated by installation of vacuum breakers which admit air and break the column of water in the scroll case. The gain from the use of this device is very considerable and measurements show that the losses have been reduced by as much as 75% on slow speed machines. In the older plants the vacuum breakers are hand operated, but at the modern plants they are automatic and operate when the gate closes to a predetermined point. Though the machines normally operate with turbine gates closed and carry no load, when floating for corrective purposes, automatic control is provided whereby a slight drop in the system frequency will cause the turbine gates to open and the vacuum

breakers to close and permit the generator to pick up load as required. This method of supplying reactive requirements by utilization of spare hydro generating capacity offers disadvantages of generating reactive kVA at points remote from load centers and with slightly increased losses when compared to synchronous condenser operation. Such objections, however, are more than off-set by service insurance during times of trouble, and decreased capital investment in synchronous condenser equipment. One 25000 kVA steam generator has a provision for disconnecting the generator and turbine and operating the generator as a condenser. The generator is brought up to speed with another unit in the same plant. When not required to carry load, this unit is operated as a condenser.

All generators and condensers are of the direct current excited type with excitation controlled by automatic voltage regulators. These excitation systems vary considerably in their speed of response, the earlier installations having a rate of exciter voltage rise of only 30 to 40 V/s (250 V exciter). With the view of improving system stability, the more recent generator and condenser installations are designed for a rate of excitation response of 400 to 600 V/s.

The procedure of loading generators and condensers with their share of the reactive is done by the operators without special orders from the Load Dispatchers. This loading is a weekly repetition, and is governed largely by station voltage requirements, consequently the operators know from experience at what hours the excitation must be changed, and to what value the voltage should be altered during periods of varying load. However, in spite of this independence of action on the part of the operators, the Load Dispatchers remain in this, as in other matters, the nerve centers of the system with full control and full authority to order such changes of plant voltage and reactive loading that the situation may warrant. In directing such changes, an experienced knowledge of the system and of special conditions is relied upon, rather than any predetermined set of rules. To indicate system voltage conditions there is in Load Dispatching offices, along with other necessary meters and instruments, a graphic voltmeter which is connected to the low tension bus of the local station, serving as a "pilot" voltage indicator for the section of the system supervised. Should a plant operator fail to manipulate excitation to meet requirements, the effect is immediately evident to the Dispatcher who orders the necessary change in voltage.

As a precaution against oversight on the part of Load Dispatchers, all substation operators are instructed as to required bus voltage under different conditions of load. Variations in voltage from actual requirements are called to the Load Dispatcher's attention immediately, and he takes the necessary steps for correcting. When the voltage level for any particular substation or area extends beyond the permissible range, conditions are immediately reported to the Operating Engineering Department, where necessary instructions are issued for change of transformer taps.

Examination of Fig. 5a, a typical substation voltage chart, will show that these methods of voltage control are reasonably satisfactory, as the voltage level at load centers remains practically constant. On the other hand, it will be noted that the plant voltage chart shows considerable fluctuation to meet this condition. The reason for this is that the generating plants are in general located at a distance from the main load centers and the transmission of reactive kVA absorbs

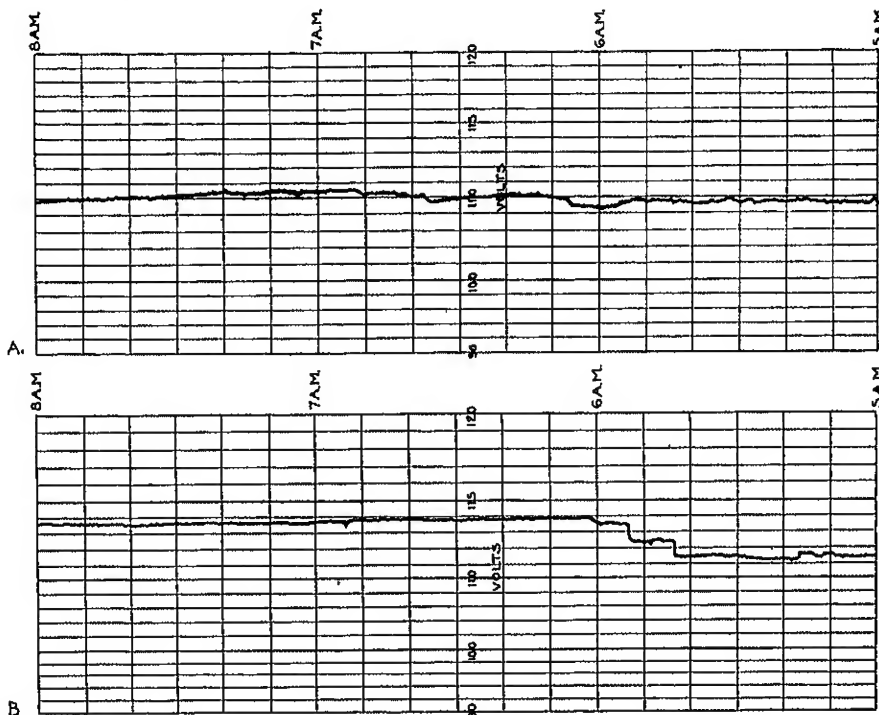


Fig. 5. a. Voltage Chart of Secondary Bus of Substation, 90 Miles from Nearest Generating Station. b. Voltage Chart at Nearest Generating Station.

considerable voltage, thus at times of heavy load the plant voltage must be raised appreciably to compensate for line drop.

The methods of voltage control in use on this system do not, of course, prevent those momentary dips, or surges, in voltage resulting from short circuits. The territory is subject to severe lightning storms during three-fourths of the year, and the number of voltage surges is quite appreciable. Disturbances of this nature are sometimes reflected over extensive sections of the system, with the result that many interruptions have been experienced by customers operating motors protected by instantaneous under voltage devices. A survey indicates that at least 90% of the complaints received from motor customers originate from this source, and that fully 85% of the shut-downs could be avoided

by the application of time delay under voltage protective devices. An extensive series of tests indicate that the average industrial motor will stand from two to four seconds interruption of the supply voltage without affecting the quality of the product of the machine which it operates. The design of the relay protective system is such that the average duration of voltage surges does not exceed one second. Therefore, where under voltage protection is needed, the use of short time delay under voltage devices is quite an important factor for industrial motors. Until recent years, the only under voltage protection available for motor control equipment was of a type which is instantaneous in its operation. These devices usually operate at from 50 to 75 % of normal voltage. Recently, however, manufacturers have been able to supply a satisfactory time delay under voltage device. The larger customers have replaced their old equipment with the new devices, and this has resulted in a large reduction in motor outages. When new power contracts are executed, the importance of proper application of under voltage protection is emphasized to the customer, and in addition to this, the manufacturers of the equipment are co-operating with the Company to secure the proper application.

### Frequency Control

Frequency control is of major importance since service to many classes of load is involved. Large textile mills are served over the entire territory, among which are several silk mills. To make the task of controlling frequency more difficult, a huge industrial group is also served, among which are steel mills, electric furnaces, coal and ore mines, and many other industries.

Increased system inertia resulting from interconnection has been quite evident, particularly to the new Companies joining the interconnected group. Frequency control for the network presents less difficulty than was experienced by any one of the Companies before interconnection. Fig. 6, showing frequency charts before and after interconnection, indicates the improvement which has been made. Automatic methods of controlling frequency have also influenced the degree of improvement.

The usual hydro or steam unit governors are not adequate to hold the frequency within the required narrow limits. Even if the governors were capable of more nearly approaching the desired regulation, it would still be necessary to encounter the human element, with the attendant irregularities. With these facts in mind, it was deemed necessary to equip the frequency controlling stations with automatic devices for maintaining the frequency within a certain band. These devices, in conjunction with the frequency recorders, control the generators and during normal conditions confine the frequency variations between limits of two-tenths above or below 60 cycles.

Regulation of frequency is not restricted to any particular generating center; however, certain stations, because of the more desirable characteristics of units, are given preference in frequency control and

are equipped with automatic control devices. Assignment of frequency control is supervised by the Load Dispatchers, the selection of the station being influenced by loading schedule, sensitivity of governors and size of units. Efficiencies of units are also considered, since a given unit would be logical for control only so long as load variations were within the efficient range. Outside of this range, a re-distribution of load is necessitated and may result in placing a unit on, or removing it from, floating operation. Efficient operation of frequency controlling

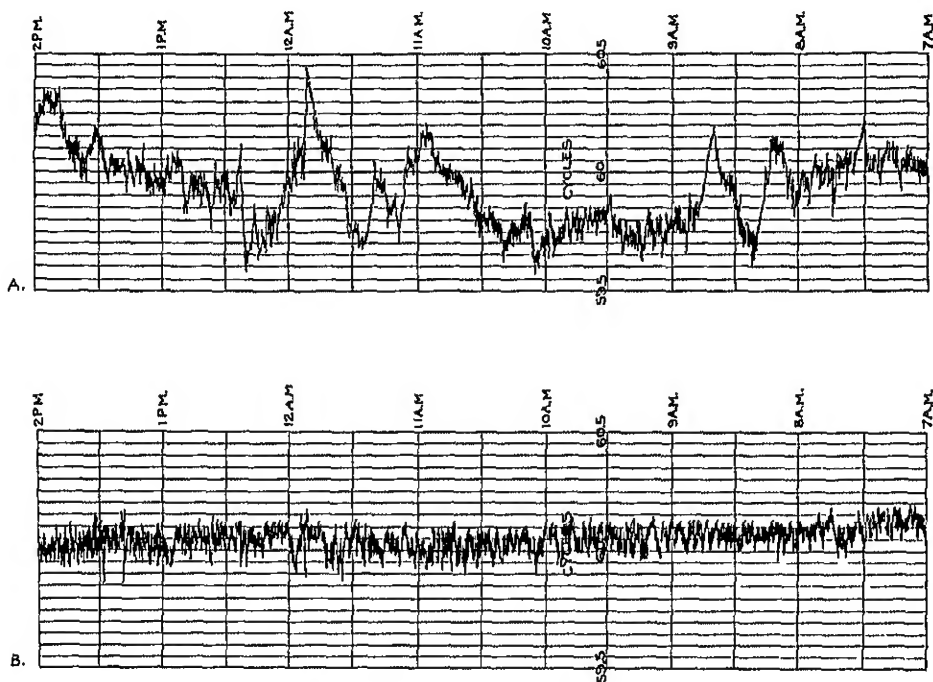


Fig. 6. *A* Frequency Chart of One Company Prior to Interconnection  
*B* Typical Frequency Chart of Interconnected System.

units requires very close co-operation between the station operators and Load Dispatchers, notification being given by the operators immediately after the load drops below the permissible range. The point of frequency control may be shifted several times during twenty-four hour period if water conditions require. Usually from thirty thousand to forty-five thousand kVA capacity is required to carry the normal swings in system load.

While automatic frequency control equipment is very effective, the increasing use of commercial synchronous time clocks requires some method of compensating for accumulated frequency error. To meet this requirement, Warren master clocks are installed in principal Load

Dispatching offices and frequency controlling generating stations. The master clocks offer a means of comparing the 60 cycle synchronous time to that of a standard time piece, and thus permit periodic corrections by slight changes in frequency. The standard clock is checked for accuracy daily against the Government Bureau of Standards, the signals being received by means of radio signals. This method of controlling frequency error has been very effective. For a period of six weeks the synchronous time varied only three seconds from standard time. In addition to master clocks, frequency indicators and recorders are used in Dispatcher's offices and frequency controlling stations.

To prevent generators, not assigned to frequency control, from being susceptible to normal speed variations, the gate limiting device is set in the desired position for stopping the pilot valve and the governor spring is adjusted to the point where there must be an appreciable change in speed, tending to move pilot valve in directions opposite to stop, before the position of gate can be changed. This adjustment is just outside the normal frequency swing, and permits automatic control of frequency by all units during abnormal speed conditions.

In the discussions of voltage control, the floating operation of generators for voltage regulation was mentioned. Although when thus operated the machines carry no load, other than reactive kVA, they are readily available for supplying energy, should the system frequency fall slightly below 60 cycles. On a few occasions as much as 100 000 kW of generating capacity has been suddenly disconnected from the system and picked up by floating generators without any curtailment or appreciable disturbance to service. Such disturbances result in a three-fourths cycle drop in speed, but normal frequency is usually re-established within one-half minute.

### Related Problems

While this discussion relates primarily to system operation, it may be of interest to briefly mention some of the problems of design and layout which have arisen largely as a result of the interconnection of the several generating centers.

Control of the total energy transmitted is of course a simple matter of governor control; however, the proper division of load between several parallel, but widely separated, lines presents a more complicated problem. On the subject system sources of generating capacity are variables, depending on seasonal river flow conditions. Sometimes from 100 000 kW to 200 000 kW in generation is transferred from the run-of-river plants to storage reservoir plants and steam plants located in other sections of the system, resulting of course in a re-distribution of line loading and principally affecting inter-company tie lines. Much consideration has been given to this in the design and layout of the system. At the larger generating plants a flexible arrangement of switching facilities permits the isolation of one or more generators, tying them directly to a transmission line and synchronizing with the other generators at the load centers. This has proved to be an economical

and a satisfactory method of line load control, and has also been effective in reducing short circuit values at generating stations. While not primarily for the purpose of securing line load control, three of the major synchronous condenser installations have been placed at tie line terminal stations and indirectly operate to effect a more desirable distribution during varying conditions. A bank of voltage regulating transformers, equipped for tap changing under load, providing for 10 % buck or boost has been installed on one of four parallel tie lines between the two major companies and materially influences the distribution of reactive kVA.

The perplexing problem of system stability has received much attention in recent years. During the past two years marked improvement has been made by the use of quick response excitation, reducing the duration of short circuits, more rigid maintenance schedules, increased tie line capacity by constructing additional lines where needed, and by a general improvement in the design of lines and stations. Recent development in high-speed circuit breakers should make it possible to effect further reductions in the duration of short circuits.

As previously stated, it is expected that each company will ultimately develop sufficient generating capacity to carry its normal load. In the development of the system as a whole, particular attention is being given to the location of new generating plants, an effort being made to locate generating centers as near as possible to existing and growing load areas, thereby reducing transmission investment and losses to a minimum, and making each area self contained, sustaining its service in the event of isolation from the remainder of the system. Fortunately, potential hydro and steam plant locations are making such development feasible and economical in this territory.

The very high degree of service continuity which is being demanded today has resulted in materially stiffening high voltage networks, which in turn, results in a lowered system reactance, and a consequent increase in short circuit current values.

While circuit breakers are available to meet present requirements, it seems very important to limit short circuit current to reasonable values. Methods of limiting short circuits are of course influenced by the physical characteristics of the system and an economic balance between increased circuit breaker cost and expense of short circuit current limiting method and devices. Present studies indicate that it will be practicable, on this system, to limit short circuit currents to the equivalent of 1.5 million kVA; to be accomplished by opening tie lines between adjacent generating stations in areas of high short circuit concentration, these stations being synchronized at the load centers; together with the use of high and low voltage current limiting reactors at transmission substations in load centers. The development of self-contained load and generating areas will make the latter method entirely feasible, at the same time providing the insurance to service and the economy of supplying it which is possible with adequate interconnecting lines.

## General Summary

The interconnection and consolidation of the several companies forming this system has produced many sound economic gains, accompanied by a material improvement in service. Flexibility in the use of generating capacity has reduced waste of water supply at hydro plants, and has made efficient steam reserve capacity available to all sections.

The high voltage networks have expanded until important areas are now supplied from several sources, thus improving reliability of service; for instance, one very important load center, having a maximum demand of 80 000 kW and located 85 miles from the nearest generating station, suffered an interruption of less than one minute during 1929, a marked improvement over the class of service which it was possible to render several years ago. Improved transmission lines, and voltage regulating facilities, together with alert dispatching, have effected remarkable improvement in voltage conditions over the entire system. As an example it may be noted that the regulation on the secondary bus of transmission substations supplying the load area referred to above is less than 3%. Control of frequency is quite important, and by alert dispatching and the use of automatic frequency control, it has been possible to maintain the frequency variation within the range suitable for satisfactory operation of synchronous motor driven time clocks.

The human side of the co-ordination of this system has been of prime importance, and the "synchronism" of the Operating Divisions of the adjacent companies quite as necessary as the synchronism of their power systems. In that each operating group performs its daily functions free, insofar as practicable, of instruction from the central authority it is essential that individual groups shall have an adequate knowledge of the common problems, and the desire and ability to co-operate to the fullest extent. To accomplish this, a continuous process of educational and "get-together" meetings is of prime importance.

The author desires to thank Mr. *J. T. Logan*, Operating Engineer of Georgia Power Company, and his assistants for their co-operation in the preparation of this paper.

## Zusammenfassung

Methoden zur Kontrolle der Belastungen von Kraftwerken, der Frequenz- und Spannungsregulierung beim Zusammenschluß großer Netze sollen durch die Beschreibung des Betriebes eines großen Netzes illustriert werden, das eine Fläche von ungefähr 150 000 Quadratmeilen in der südöstlichen Ecke der Vereinigten Staaten mit elektrischer Energie versorgt. Dieses Netz beliefert Teile der Staaten South-Carolina, Georgia, Alabama, Mississippi und Florida. Gesellschaften, die die angrenzenden Teile im Norden, Süden und Osten versorgen, sind ebenfalls mit diesem Netz verbunden.

Die gesamte installierte Leistung in diesem System beträgt annähernd 1 320 000 kVA. Der Stromabsatz im Jahre 1929 betrug ungefähr 3 Milliarden kWh mit einer Spitzenlast von 575 000 kW. Die Übertragungsspannung beträgt 110 kV, wo bei gewissen Hauptleitungen Vorkehrungen getroffen sind, die ein eventuelles Übergehen auf einen Betrieb mit 154 kV erlauben. Bis heute jedoch



ist eine Umstellung auf 154 kV erst bei 90 Meilen Leitung erforderlich gewesen

Die einzelnen Gesellschaften sind sich in der Organisation der Betriebsführung ähnlich und berichten alle der Hauptverwaltung der ganzen Gruppe. Kraftlieferungsverträge, die die Ausnutzungsfähigkeit der einzelnen Gesellschaften in Betracht ziehen, werden abgeschlossen und periodisch den veränderten Bedingungen angepasst.

Ein erfolgreicher Betrieb des gesamten Netzes ist abhängig von den Verständigungsmöglichkeiten zwischen den Stationen. Eine gegenseitige telephonische Verständigung zwischen den einzelnen Gesellschaften ist ebenfalls wichtig, da über Kraftaustausch gegenseitiges Einverständnis erzielt werden muß. Die Telefonverbindungen bestehen aus gemieteten oder eigenen Telefonleitungen und leitungsgerichteter Hochfrequenztelefonie, wo die jeweilige Wahl des Systems von der Wirtschaftlichkeit und Betriebssicherheit abhängig ist. Die Lastverteilung und die Wartung der Schutz Einrichtungen sind eng verbunden und stehen unter einer gemeinsamen Leitung.

Für den wirtschaftlichsten Betrieb der Wasserkraft- und Stauanlagen sind Vorschriften vorhanden. Der tägliche Betrieb folgt aus der wirtschaftlichen Ausnutzung des Wasserzuflusses bzw. des gestauten Wassers. Durch die Lage der Wasserscheiden ist eine Ungleichförmigkeit des Regenfalles gegeben, so daß alle Teile des Netzes im Falle eines plötzlichen abnormen Regenfalles an einer Stelle an der Ausnutzung des Wassers beteiligt sind, soweit die eigenen Verhältnisse es erlauben.

Die Spannung wird gewöhnlich durch die Änderung der Erregung der Generatoren und Blindleistungsmaschinen geregelt. Alle Maschinen, es sind nur Synchronmaschinen im Betrieb, sind mit automatischer Spannungsregulierung ausgerüstet. Der Spannungsabfall in den Übertragungsleitungen wird bei ändernder Belastung von Hand aus geregelt. Die größere Trägheit des Netzes, die durch den Zusammenschluß der Gesellschaften erreicht worden ist, ferner die automatische Frequenzregulierung haben einen günstigen Einfluß auf Frequenzänderungen, die durch wechselnde Belastung der Maschinen hervorgerufen werden, ausgeübt. Ein Konstanthalten der Belastung auf den Kupplungsleitungen wird durch ein stufenweises Nachregeln der Generatoren der empfangenden Gesellschaften erreicht.

Das Wechseln der Haupterzeugungswerke, das durch die sich ändernden Wasserbedingungen hervorgerufen wird, ändert die Lastverteilung auf den Kupplungsleitungen. Dieses hat zu der Installation eines Reguliertransformators geführt, so daß die Spannung an den Belastungszentren konstant gehalten werden kann. Ein Auseinanderfallen des Netzes infolge von Unstabilität ist durch verbesserte Ausführung der Kraftwerke, Übertragungsleitungen und Schutzsysteme auf ein Minimum beschränkt. Ölschalter mit verminderter Schaltzeit versprochen eine weitere Verbesserung in dieser Hinsicht.

Die Kupplung der Systeme ruft eine Verringerung der Reaktanz des Systems und damit eine Erhöhung der Kurzschlußströme hervor. Augenblicklich können diese von den zur Verfügung stehenden Schaltern ausgehalten werden, können aber bei weiterer Entwicklung der Netze unzulässige Größe erreichen. Dieses Problem wird zweifellos durch Drosselspulen oder durch Öffnen von Sammelschienen der Kraftwerke, die in demselben Gebiet liegen, gelöst werden.

Great Britain

## The British Grid System and its Relation to Certain Technical and Economic Problems

*Sir Archibald Page and C. W. Marshall*

### Description of the Grid and its Purpose

The system of high voltage transmission lines which is now under construction in Great Britain by the Central Electricity Board is depicted in Fig. 1. It is a national network of trunk mains, measuring approximately 3000 miles, interconnecting the principal generating stations, known as "selected stations", situated throughout the country—hence the name "Grid Iron", contracted by common consent to the short but comprehensive title of the "Grid".

The routes of the lines shown on the map are only diagrammatic, and with the exception of those under construction, may be considerably modified. Moreover, the diagram does not include the extensive secondary lines which will serve the remoter distribution areas.

A full understanding of the circumstances which led to the decision to establish the Grid would involve a study of the history of the electricity supply industry in Great Britain which is beyond the scope of this Paper, and it must suffice to refer those interested to the available literature on that aspect of the matter<sup>1</sup>.

The purpose which the Grid is designed to fulfil, is to put the production side of the electricity supply industry on a basis which will ensure minimum costs and increased availability of supply to the authorised undertakers, whose duty it is to supply the public.

The Grid is not intended for the transmission of large blocks of energy over long distances. Coal is obtainable at a more or less uniform price in the vicinity of all the load centres, and the water power available in the British Isles is relatively small, consequently most of the power is sent out direct from the generating station bus-bars for local transmission and distribution without passing over the Grid system. Nevertheless load transfers of considerable magnitude result from the operation of the most efficient stations at the highest possible load factors, restricting the use of other stations and shutting down small and obsolete plants.

<sup>1</sup> Report of The Coal Conservation Committee of the Ministry of Reconstruction, 1917. — Report of the Committee appointed by the Board of Trade to consider the question of Electric Power Supply, 1918. — Report of the Committee appointed to review the National Problem of the Supply of Electrical Energy, 1927. — Printed by H. M. Stationery Office, London.

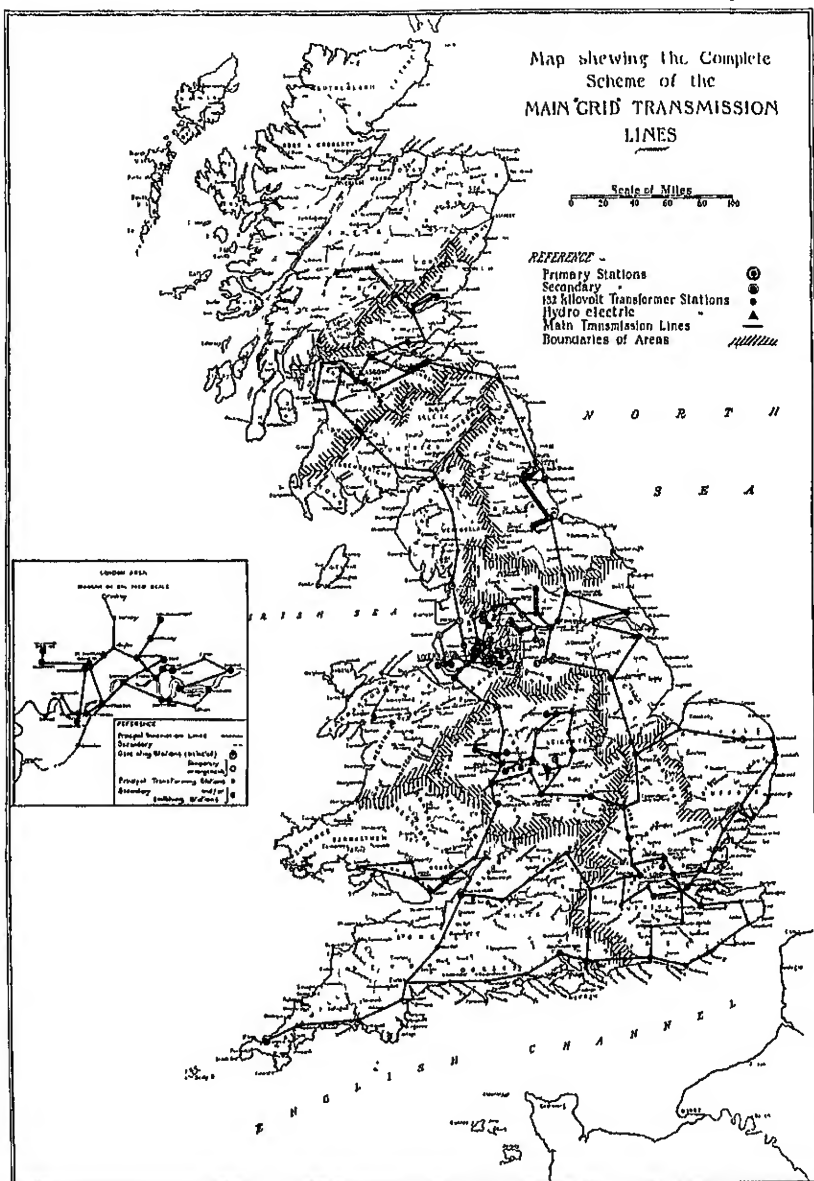


Fig. 1.

The value of the Grid is further emphasised in that:—

- a. The plant utilisation factor will be improved by a reduction in the amount of spare plant required in individual stations, and by comprehensive planning of extensions in close relation to load requirements.

- b. The capital cost per kilowatt of plant extensions will be kept down owing to the installation of larger units.
- c. There will be greater freedom in the choice of sites of new power stations.
- d. It will simplify the utilisation of water power, energy from blast furnaces, coke ovens, and the like.
- e. It will facilitate railway electrification (the energy required is estimated at 20% of the total national demand for all purposes), and the opening up of new areas of supply in the rural and agricultural districts.
- f. It initiates a definite policy of future expansion instead of the present unorganised development.

### The Powers and Duties of the Central Electricity Board

The Central Electricity Board carries on its work in virtue of the powers conferred upon it by the Electricity (Supply) Act, 1926. It may have its loans guaranteed by the Treasury up to a sum of £33,500,000, but it is not a Government Department.

Table 1

	Position in 1926/1927	Position in 1940*
kWh sold per head of population .....	133	500
Maximum load, kW .....	2 700 594	8 135 000
Kilowatts installed .....	4 682 069	10 000 000
Spare plant: % .....	73	25
kWh sold .....	5 868 100 000	21 335 000 000
Total Capital:		
Generation .....	£ 100 145 524	£ 127 000 000
Grid Transmission .....		£ 20 000 000
Distribution .....	£ 138 582 110	£ 243 500 000
Total Revenue .....	£ 50 498 310	£ 88 100 000
Average price per kWh .....	2.065	one penny or under
Number of generating stations .....	482	124

The Board has power under certain conditions to pay interest out of capital for the period during which the capital expenditure remains unremunerative, and also to suspend sinking fund payments for a period not exceeding five years.

The Board does not own generating stations; it cooperates with the electricity supply industry and makes arrangements with the owners of the selected stations for the operation, and where required, the extension of their stations so as to generate such quantity of electricity at such rates of output and at such times as the Board may direct. The same applies, with certain reservations, to the provision of new selected stations.

By the Act, the owners are under an obligation to sell to the Board all the electricity so generated, and the Board are under an obligation

\* Or when the consumption has reached 500 kWh per head.

to supply to the owners of the selected stations and to other authorised undertakers, either directly or indirectly, all the electricity which they require for their undertaking on the basis of price prescribed by the Act.

The Board thus takes full charge of all generation in Great Britain, and what may be described as the "wholesale side" of the electricity supply industry is vested in the Board.

The general objective is illustrated in Table 1 and shows what will be possible when the consumption has reached 500 kWh per head of population.

It will be noted that increased consumption is associated with a substantial decrease in the number of generating stations, the percentage of spare plant is materially reduced, and the average price per kilowatt hour sold over the whole country falls to one penny.

This average price must not be confused with the actual price charged

Table 2

Scheme	Date of Receipt from Electricity Commissioners	Date of Adoption by Central Electricity Board	Area	
			Square Miles (Land & Inland Water)	%
<i>Schemes Adopted:</i>				
Central Scotland Electricity Scheme, 1927 .....	12. 4. 27	20. 6. 27	4980	5.7
South-East England Electricity Scheme, 1927 .....	20. 9. 27	15. 2. 28	8828	10.0
Central England Electricity Scheme, 1928 .....	14. 3. 28	22. 5. 28	7311	8.3
North-West England and North Wales Electricity Scheme, 1928 .....	16. 6. 28	12. 10. 28	9082	10.3
Mid-East England Electricity Scheme, 1929 .....	31. 12. 28	19. 3. 29	7546	8.6
North-East England Electricity Scheme, 1929 .....	13. 6. 29	22. 1. 30	5050	5.7
Totals: Schemes Adopted			42707	48.6
<i>Schemes Received, not yet Adopted:</i>				
South-West England and South Wales Electricity Scheme, 1929 .....	30. 12. 29	—	17080	19.4
Totals: Schemes Submitted			59886	68.0
<i>Remaining Areas:</i>				
Northern Scotland .....	—	—	20500	23.2
Southern Scotland .....	—	—	4308	4.9
East Anglia .....	—	—	3438	3.9
			28255	32.0
			88141	100.0

per unit which will continue to be governed largely by the load factor. With regard to the percentage of spare plant, it is anticipated that 15% will ultimately suffice at the time of the winter peak load.

As a corollary to the construction of the Grid by the Board, standardisation of frequency at 50 cycles is being carried out where this is considered essential, and the Board is already committed to an expenditure estimated at £ 8,517,400 for this purpose.

Prior to the passing of the 1926 Act, the non-standard equipment represented 23% of all the A. C. generating plant installed. The frequency standardisation work is carried out by the authorised undertakers concerned, free of cost to the consumers, but at the expense of the Board. The interest and sinking fund charges in respect of the money so spent are recovered from the electricity supply industry as a whole, through the Electricity Commissioners.

Table 2

Population		Existing generating Stations owned by authorised Supply Authorities in area, as at year ended March, 1926			Number of Selected Stations		Estimated Capital Expenditure on Grid. (Including Capitalised Interest)	Average gross savings per annum in Scheme areas during first five years of working (from Electricity Commissioners' Estimates)
As enumerated at 1921 Census	%	Numbers	Electricity generated during year ended March 1929		Existing	New		
			Millions of kWh	%				
3761 222	8.8	36	913.2	9.6	10	2	2204034	220754
11392 501	26.6	127	2645.3	27.9	31	4	9058123	1038750
5218 146	12.2	51	1281.8	13.5	19	1	3597670	280378
6980 925	16.3	78	1932.3	20.4	27	2	4834718	555650
4666 400	10.9	40	1116.2	11.8	16	—	2907156	276518
2074 819	6.3	10 <sup>3</sup>	831.3 <sup>3</sup>	8.8 <sup>3</sup>	6	—	1131467	76435
34694 163	81.1	348	8720.1	92.0	110	9	23733177	2448486
6164 871	14.4	108	644.3	6.8	6	2	4163484	276614
40850 034	95.5	456	9364.4	98.8	116	11	27896661	2725100
865 321	2.0	16	45.7	0.5				
255 954	0.6	6	7.4	0.1				
788 887	1.9	14	55.7	0.6				
1910 102	4.5	36	108.8	1.2				
42769 196	100.0	492	9473.2	100.0				

<sup>3</sup> Excluding 18 non-statutory stations, connected to the system of the Newcastle-on-Tyne E. S. Co. and Associated Companies, which generated an aggregate of 281.2 million kWh during the year.

## Procedure

Although the Grid has been designed for the country as a whole, it would be impracticable, both from the point of view of administration and construction, to proceed with the work as one operation. It is therefore being built up in sections in accordance with district schemes prepared by the Electricity Commissioners. The sections in each district will be operated as one or more units, and provision is made for inter-connection between the districts.

The Electricity Commissioners have divided the country into nine districts as will be seen by reference to Fig. 1.

They have so far prepared and transmitted to the Board seven schemes supported by supplementary technical and financial particulars, dealing respectively with Central Scotland, South East England, Central England, North West England, Mid-East England, North-East England and South West England and South Wales. The salient particulars are given in Table 2.

The Board is required to publish each scheme as received from the Electricity Commissioners and to give not less than one month's notice of a date by which authorised undertakers and other persons interested may make representations thereon.

After considering the scheme and the representations, and after holding such inquiries as they think fit, the Board may adopt the scheme with or without modification and must publish each scheme as adopted by them.

As soon as a scheme is adopted and published it becomes the duty of the Board to carry it into effect.

The first section of the Grid in Scotland has been in commission since May 1929. Smaller sections in other parts of the country are also in use.

Contracts have already been placed for work as given in Table 3.

Table 3

Scheme	Central Scotland	South-East England	Central England	North-West England	Mid-East England	Total
	£	£	£	£	£	£
<b>132 kV Transmission Lines . . . . .</b>	472838	996173	627907	575319	494836	3167073
<b>Lower Voltage Trans- mission Lines . . .</b>	—	72243	29673	233083	—	334999
<b>Cables . . . . .</b>	—	1819656	14478	22900	—	1857034
<b>132 kV Transforming Stations . . . . .</b>	746282	1141207	709930	873014	339460	3899953
<b>Lower Voltage Trans- forming Stations .</b>	62216	913210	16712	171808	—	1163946
<b>Other Works . . . .</b>	87409	147261	6500	2150	975	244285
<b>Total</b>	<b>1308745</b>	<b>5089800</b>	<b>1495200</b>	<b>1878274</b>	<b>835271</b>	<b>10667290</b>

It is anticipated that construction work in each district will be completed within a period of three to four years, according to the size of

the scheme, from the date on which the scheme for the particular district has been adopted by the Board.

### The Design, Construction and Operation of the Grid System

It is not possible in this Paper to deal exhaustively with the technical features of the Grid. Full information is, however, available in other Papers on the subject<sup>4</sup>.

Attention will therefore be confined to certain aspects of the general conception and construction of the system which it is assumed will be of international interest.

### Choice of System and Voltage

The 3-phase 50 cycle system was an obvious choice, but the question of the main transmission voltage had to be carefully examined before 132 kV was decided on. It had to be determined in the light of the use to which the lines would be put, and as has been previously pointed out, the conditions are somewhat special. Investigation showed that the necessary line capacity should be of the order of 50000 kW. It follows from the closely interconnected nature of the system that individual transmission distances are comparatively short, consequently the only remaining factors which had a bearing on the choice of voltage were the degree of security, the cost, and the desirability of being able to use cable where circumstances might warrant the heavy additional capital expenditure involved. This latter point was in favour of going no higher than 132 kV, but shortly after the Electricity Commissioners transmitted the first scheme to the Board, the International Electro-technical Commission in fixing standards for E. H. T. transmission voltages, abandoned 132 kV and gave no intermediate steps between 110 kV and 165 kV.

Estimates of the cost of the various kinds of plant required for the Grid, showed that if the voltage were raised from 132 kV to 165 kV the capital expenditure would increase by 12% without any possibility of utilising profitably the increased carrying capacity which would thereby be obtained. On the other hand, if the voltage were reduced to 110 kV the capital cost of the system would be increased by approximately 5%, as in many instances the lines would have to be duplicated in order to provide the necessary capacity. It was known that 132 kV was in extensive use in other countries. Utilisation of this voltage was therefore unlikely to affect prejudicially the cost of apparatus on account of its being non-standard. The balance of considerations being decidedly in favour of 132 kV for the Grid, the Board, with the approval of the Electricity Commissioners, felt fully justified in adopting it. This conclusion has been reinforced by the recent action

<sup>4</sup> Paper read before The British Institution of Electrical Engineers, 1920. "The Construction of the Grid Transmission System in Great Britain". *Johnstone Wright and C. W. Marshall*, (Journal of the Institution of Electrical Engineers, Volume 67, No. 390.) — Paper read before The British Association for the Advancement of Science, South Africa, 1920. "The National Scheme of Electricity Supply in Great Britain." *Charles H. Merz* — Paper read before The International Conference on Large Electric High-Tension Systems, Paris, 1920. "The British 132 kV Grid" *J. R. Bead*



of the I. E. C. in reversing their decision to omit 132 kV from the list of standard voltages.

### Interchange of Power and Control of Voltage

One of the chief considerations underlying the decision to establish the Grid System was the ability to utilise all the spare plant in the country to the maximum extent. The comparatively short lengths of transmission lines makes the interchange of energy (within the area of any particular scheme) a relatively simple matter, and in determining the operating programmes for the Grid System, each scheme is treated as a separate unit.

The power stations are divided into two main categories, base load stations and peak load stations. The base load stations operate continuously, and the peak load stations operate for two shifts or for one shift. The factors which determine the category into which a power station is relegated are its operating costs, and capacity.

The control of frequency in each district will be centred in one of the largest stations.

The bus-bar voltage in each power station must be kept within the limits settled by the requirements of the local distribution system. In order to meet this requirement while retaining control of the power factor of the load transfers over the Grid, it is necessary to provide some means of control in addition to the turbine governing arrangements (which determine the kilowatt output) and the regulation of excitation.

The methods of control which were available were synchronous condensers, induction regulators and the use of taps either on the main transformers or on auxiliary boosting transformers. The final decision, which was made largely on economic grounds, was to use ratio changing gear fitted on the high voltage side of the main transformers and arranged for non-automatic remote control. Accurate adjustments of the currents circulating in the line sections will be made by controlling the excitation of the alternators at the different power stations. The synchronous condenser method is handicapped by the fact that reversal of power flow in most of the line sections will frequently occur. Supplementary use of synchronous condensers may, however, be made later after more experience of actual operating conditions has been obtained.

The range of transformer ratio provided is + and - 10%. There are 14 steps in the range, this being the maximum number which was consistent with sound and economical construction of transformer and control gear. The transformation ratio can be changed when the transformers are on load. In view of the limited experience which is available regarding "ratio control gear", two general types are being used—the parallel winding type and the auto-transformer type. The decision to incorporate the ratio changing gear on the main transformer winding was reached after tenders had been invited on the first scheme for ratio changing equipment of the separate booster type as well as for the type ultimately selected. The prices submitted showed that incorporation of the ratio changing gear on a separate unit would entail

an extra price of 9% to 17% exclusive of the additional costs for providing space for the regulators or for the extra cabling which is required between the regulator and the main transformer. The regulating equipment costs 11% to 35% of the total costs of the complete transforming equipment. The lower percentages may be taken as typical for transformers of 75000 kVA capacity and the higher for those of 10000 kVA capacity.

### Earthing

The decision to earth the neutral points of all 132 kV transformers is a departure from the general European practice. The major arguments in support of this decision will therefore be summarised. The experience of the engineers of the Central Electricity Board and their Consultants had been favourable to earthing of at least one neutral point on each high voltage system. The effect of earthing in all cases was to reduce the number of faults, to eliminate the occurrence of simultaneous faults on different phases of polyphase systems at points which may be widely separated geographically, and consequently result in serious cross country fault currents, and to improve the selectivity of discriminative protective gear. These advantages were sufficient to justify the adoption of the earthed neutral system on the class of network used by the average British electricity supply undertaking.

The Grid System differs so completely from existing British transmission systems that direct experience was only a partial guide in coming to the final decision. An examination of the methods employed in Europe and in America showed that opinions are sharply divided as to whether the insulated or earthed neutral system is the better. Detailed investigation of the two systems showed only one point on which the insulated neutral system appeared to be definitely superior to the other. This apparent advantage was that the magnitude of fault currents caused by earths on an insulated system is comparatively low, so that the voltages induced in adjacent communication circuits are correspondently small. This factor appears to have been instrumental in making most Postal Authorities partisans of the insulated neutral system. The view held by those responsible for the design of the Grid is that the above advantage is more apparent than real, as in their opinion the occurrence of simultaneous earth faults on insulated neutral systems must be anticipated. In conditions such as pertain in Great Britain, where there are communication lines adjacent to almost every power line section, the consequences of simultaneous earth faults on different phases of two power line sections are clearly more serious than with an earthed neutral system where there is no inherent reason for simultaneous occurrence of such faults. The Engineers of the British Post Office have extensive experience of the effects of power systems operating both with earthed and insulated neutral points, and one of the largest power companies in Great Britain is operating with multiple earthing of the neutral. As a result of the experience gained from these systems the British Postal Authorities have indicated their

approval of the earthed neutral system. Since the decision to earth all neutral points was made, the arguments on which it was based have been reinforced by the general recognition by the "Comité Consultatif International" of the frequent occurrence of simultaneous faults on systems with insulated neutral points and by the recommendation of that Body, that whether the neutral be earthed or insulated, voltages should be calculated on the assumption that it is earthed.

In determining the induced voltages in communication circuits produced by short circuit currents, the fundamental assumptions defined by Pollaczek in the guiding principles of the C. C. I. on long distance telecommunication lines, have been accepted by the Postal Authorities and the Central Electricity Board. The particular circumstances which occur in Great Britain are, however, taken into consideration in interpreting the general equations. For example, it is assumed in the current editions of the guiding principles of the C. C. I. that the average specific resistance of the earth is  $20000 \Omega/\text{cm}$ , whereas in England it is not more than  $4700 \Omega/\text{cm}$ . This latter value is therefore used for predetermining induced voltages. Further, the C. C. I. guiding principles do not take any account of the effect of earth wires on induced voltages. A high conductivity earth wire is provided on each Grid line and this has the effect of reducing the amount of fault current which returns through the earth and consequently of reducing the voltages induced in adjacent circuits. Tests have been made to determine empirically the quantitative effect of the earth wire, and as a result of these tests the relief afforded by the standard earth wire has been assessed at an average value of  $33\frac{1}{3}\%$ .

The steps taken to reduce troubles from higher harmonics originating in the transformers, include operation at low magnetic flux density, and the use of delta connected lower voltage windings.

The advantage of the earthed neutral system from the standpoint of high voltage transformer construction can best be illustrated by stating that the saving effected in cost was 27% in the case of the South-East England Contract. The total value of this saving for the whole of the transformers required for the 132 kV system will be £ 600 000.

### Relative Insulation Strengths

All transformers are insulated so as to withstand induced pressures of 2.73 times normal voltage. In addition the H. T. windings at the neutral are insulated to withstand a pressure of 45 kV. The duration of the standard tests is one minute at normal frequency. To guard against failure between turns due to transient induced voltages the insulation on all end turns is strongly reinforced. The specification calls for one per cent of all the turns situated at the extreme ends of the winding, to be insulated to withstand full line voltage. The turns from 1% to 5% are provided with graded insulation. At the 5% point the specified test pressure is  $33\frac{1}{3}\%$  of full line voltage. The remainder of the turns are uniformly insulated to withstand a test pressure of 20% of full line voltage. The duration of the tests on coil

insulation is in all cases three seconds. These tests are conducted on sample coils immersed in oil at  $90^{\circ}\text{C}$ , and except in the frequency of the applied voltage, the conditions correspond closely to those experienced in practice. The voltages at which the coil insulation actually fails may be taken to be from 1.7 to 3 times the specified value, the figures quoted relating to the 100% and 20% coils respectively.

Transformer terminal bushings are specified to withstand dry flash-over tests of 390 kV and puncture tests of 480 kV. All transformer bushings are of the condenser type.

The terminal bushings on the circuit breakers have the same general characteristics as those on the transformers.

The minimum length of leakage path between live conductor and earth on transformer or circuit-breaker bushings is 92 inches (254 cm).

Post type insulators are used for compression members in transforming stations and these have dry and wet flash-over values which correspond with those of the bushings. The length of leakage path is 124 inches (315 cm).

Suspension and Tension insulators used on the lines are respectively made up of 9 and 10 units of the standard cap and pin type. The dry flash-over value of the suspension insulators is adjusted to correspond with those of the bushings and of the post type insulators. The additional unit is provided on tension insulators to reduce the electro-mechanical stress and also the probability of flash-over at tension connections.

Arcing horns and rings are provided on all suspension and tension insulators, and rings and horns are fitted to all bushing insulators.

Further particulars of the insulation strength will be found in Table 4.

In deciding on the insulation which has been provided, the chief circumstances which were considered were the effects of atmospheric pollution and of lightning. The frequency of rainfalls in Great Britain has made it unnecessary to contemplate a regular insulator cleaning programme in certain districts, but in some industrial areas atmospheric pollution is so serious that frequent cleaning of all 132 kV insulators is recognised to be essential. Salt laden fogs also occasionally reduce the leakage resistance of insulator chains to a serious extent.

To meet the possibility of finding that the maintenance cost of the lines are excessive with the amount of insulation provided, all towers are designed so as to be capable of taking insulator chains with two extra insulator units, while preserving the normal minimum clearances between live conductors and earth.

Lightning storms which are the chief sources of trouble in America, South Africa and most European countries are relatively infrequent in Great Britain. Partly because of this circumstance, and partly because of the high cost and uncertain operation of lightning arresters, no special devices have been installed definitely to limit the voltages which may be induced on the lines. Reliance for safety is placed entirely on the insulating materials and the guard rings and arcing horns.

Table 4

Insulation of	Insulating Material	50 cycle Pressure Tests		Length of Leakage Path (Approximate)		Sparkling distance between arcing points	
		Specification requirements kV	Break down Values kV	inches	cm	inches	cm
Transformer Coils	Paper in Oil	a. 132 kV 3 s	200				
		b. 88 kV 3 s	160				
		c. 44 kV 3 s	100				
		d. 26.4 kV 3 s	54				
Transformer Bushings	Paper + Porcelain	320 kV Wet F-O	Dry F-O 300	92	234	41.5	105.4
			Wet F-O 340				
Circuit Breaker Bushings	Oil + Porcelain and Paper + Porcelain	320 " " "	300 380	92	234	41.5	105.4
Post Insulators	Porcelain	320 " " "	357 330	124	315	39	99.1
Tension Insulators	Porcelain	350 " " "	450 440	110 <sup>a</sup> 96 <sup>a</sup>	279 <sup>b</sup> 244 <sup>b</sup>	46	116.8
Suspension Insulators	Porcelain	350 " " "	395 385	99	251	40	101.6

### Troubles on the Transmission System and their Removal

With the robust general construction adopted, the number of faults likely to occur on the Grid lines is small and experience goes to show that this will not exceed six per hundred miles per annum.

Measures have been taken to ensure that faulty apparatus or line sections will be disconnected without interfering with the functioning of sound sections. The types of faults envisaged as rendering necessary the provision of automatic protective gear are those caused mechanically, e. g. by branches of trees or other material being blown on the lines, and flash-over troubles caused by lightning, or by insulation failures due to causes which cannot be eliminated by maintenance.

The general scheme of discriminative protective gear which has been adopted is to use pilot wire protection on lines less than 10 miles in length, and other protective systems not involving the use of pilot wires on longer lines. The reasons underlying the decision to use this scheme were as follows:—

Experience with lower voltage overhead lines and cable systems had shown that a well constructed and well maintained scheme of pilot protection could be depended on to function with almost perfect satisfaction. The degree of continuity of supply which could be guaranteed by the use of pilot wire protective devices had also been found to be better than with any other form of protection.

Cost considerations, however, made it imperative to seek for other and cheaper forms of protective gear for the longer sections of the Grid.

<sup>a</sup> Double string.

<sup>b</sup> Single string.

It was also recognised that the use of pilot protection for long high voltage overhead lines is attended with technical difficulties, among these being the effect of the induced voltage due to increased secondary impedance of pilots, and the greater vulnerability of the pilot cables themselves with consequent increased probability of incorrect operation. Moreover, the sensitiveness of relays cannot be increased beyond a definite point and the minimum fault current required to operate protective gear increases with increasing impedance of pilots. For the same reason difficulties arise due to increased flux densities in the current transformers under fault conditions.

An examination of the available protective schemes not involving the use of pilot wires showed that a close approximation to the performance of pilot protective gear could be obtained by the use of relays of the so-called "Distance" type. The principle on which these relays operate is that so long as a line section remains sound its impedance or reactance is constant.

The standard established by balanced protective gear of the Merz-Price type may be summarised thus:—

- a. Faults involving leakages of the order of full load current can be cleared with certainty.
- b. The protective gear is stable when carrying straight through currents of the order of 30 times full load current.
- c. The time required to operate the relays is of the order of 0.1 seconds.
- d. There is little danger of sound lines or apparatus being tripped out by transient currents at normal or high frequency.

The comparative performance to be expected from Distance protection is as follows:—

- a. It can be depended on to clear faults of the order of full load current.
- b. The relays can withstand the passage of high straight through currents without becoming unstable.
- c. They are, however, relatively slow in action, the time of operation being of the order of 10 times that which is required for balanced type relays as used with pilot protective gear.
- d. There appears to be no inherent liability to incorrect operation due to the action of transients.

In deciding on the extent to which pilotless protective gear could profitably be used, an upper limit of two seconds was placed on the time which is allowable between the occurrence of a fault and its clearance. This period includes the time of operation of the main circuit breaker which is approximately 0.4 s. The two-second upper limit is based on experience with definite time limit overload relays used on large interconnected systems. It represents the maximum time which can be allowed in which to clear faults from a system without causing synchronous plant to fall out of step.

The main immediate objective sought in providing the protective

scheme is to ensure continuity of supply to all undertakings and to reduce damage to apparatus to the minimum.

Details of the actual apparatus which is being provided cannot be included in this Paper, but sufficient information will be given to show the principles which have been adopted.

A broad classification of the types of protective gear which are being installed can be made in accordance with the nature of the apparatus which is being protected. Overhead lines and cables have either balanced protective gear with pilot wires or distance protective gear without pilot wires.

As previously stated, the usual limit of the sections to which pilot protection is applied is 10 miles, but in a few specific cases this type of protective gear is used where the length of the line exceeds this limit. Where such is the case, the reason for departure from the usual standard is either extreme importance of the line or incorporation in it of a transformer or transformers without the use of intervening switchgear. In the latter case it has so far not been possible to be certain of tripping both ends of the section or of giving adequate protection to the transformer without the use of pilot cables.

The use of directly connected transformers and lines is governed by the necessity for reducing the maximum short circuit current at certain points.

Transformers are protected by means of overload and leakage relays. The high and low voltage windings are protected separately.

Faults on sub-station bus-bars, if not cleared by the action of either line or transformer protective gear, are dealt with by the overload relays which are installed at the ends of each section of the Grid.

The terminal apparatus varies in detail, depending on the firm supplying it, although the systems are identical in principle. Dealing first with pilot protective gear, three classes of terminal apparatus are being used. The differences between the classes lie in the types of relays employed, the methods of obtaining stability under straight-through fault currents, the methods used for ensuring that relays will not operate incorrectly due to capacity currents in either the power or pilot cables at normal or higher frequencies, and the number of pilot cores required per line.

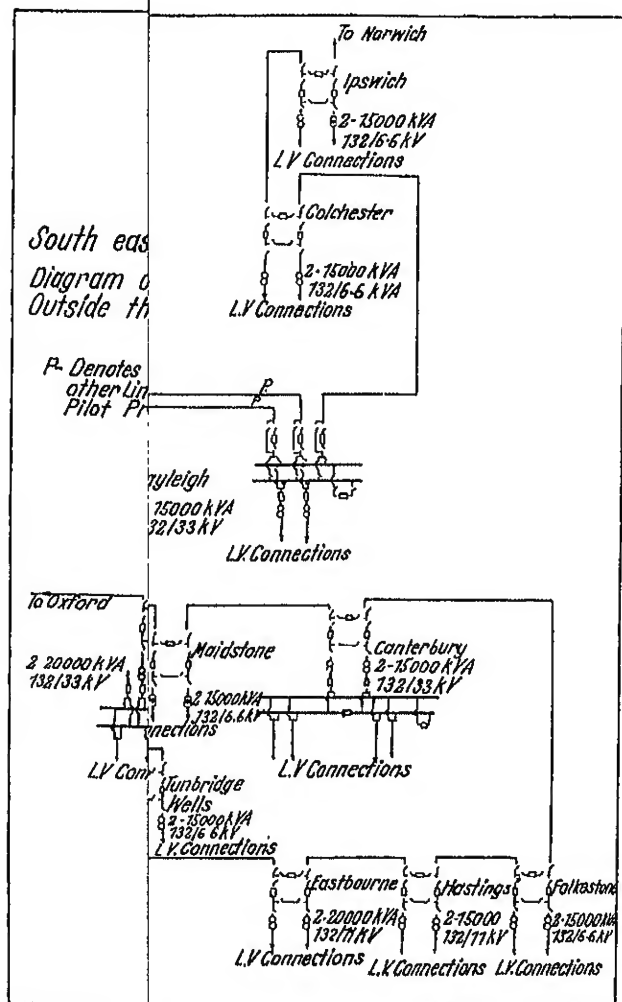
One type of gear requires two pilot cores per line and the others require three pilot cores per line.

In two types of apparatus electro-magnetic relays are used, and in the third the relays are of the induction type.

The electro-magnetic relays differ in their methods of compensation. In one case the compensating devices are incorporated directly in the relay, while in the other, compensation is obtained by a special method of using the pilot cables. The induction relay scheme incorporates all compensating devices in the relays. Its chief advantage lies in the fact that only two pilot wires are used. Against this advantage is the relatively slow action of induction relays as compared with electro-magnetic relays.

South east  
Diagram of  
Outside the

P Denotes  
other Line  
Pilot Protection







On the pilotless sections of the lines, two classes of apparatus are being used. The chief point of difference between them lies in the methods whereby time discrimination is obtained. In one case, induction relays are used and the time discriminating feature is obtained from eddy current brake discs. In the other case, clockwork mechanisms provide the time discrimination element.

Where combinations of transformers and feeders are used, special tripping pilots are employed to ensure that the switches at both ends are tripped in the event of faults occurring on either line or transformer.

The application of the principles outlined above is shown by reference to Fig. 2, which illustrates the scheme of protection which has been used on the South-East England 132 kV system.

### Conclusion

It will be appreciated that the Grid, and all that it carries with it of advantage and gain in the rapid expansion of the use of electricity in Great Britain, is still in its early stages. It is a bold step of vast importance to the nation and there is growing evidence that the Central Electricity Board's confidence in the technical and economic soundness of the undertaking is shared alike by Parliament, the Electrical Industry, and the Consumers both present and prospective.

Any antagonism to the proposal that there may have been when it was first conceived has given way to active co-operation and enthusiastic support.

It is fostering a recognition on the part of the Electricity Supply Industry that this co-ordination of production, which includes within its scope all sources of electrical energy which can contribute advantageously to the aggregate, will release a large and growing proportion of the personnel of the Industry from the distraction of having to finance, design and operate generating stations, and enable it to turn its undivided attention to the problems of distribution and of giving full and complete electrical service to the satisfaction of the public throughout the country.

It is in that direction that the true significance of the new order of things in electrical affairs in Great Britain really lies.

### Zusammenfassung

Dieser Beitrag gibt einen Überblick der wichtigsten wirtschaftlichen und technischen Angaben über das Britische Nationale Fernleitungssystem, das aus einem Stromnetz von 132-kV-Fernleitungen mit zugehörigen Transformatoren und Schaltanlagen besteht.

Die Kapitalkosten der Anlageteile, die jetzt im Bau sind, werden aufgegeben, um die wirtschaftlichen Aussichten des umfassenden Zusammenschlußplanes zu zeigen.

Die Kosten sind für Fernleitungen, Transformatoren und Schaltanlage getrennt aufgegeben.

Technische Einzelheiten der Bauart, die von Bedeutung sind, werden beschrieben, besonders wenn sie auf die Anlage und Unterhaltungskosten von Einfluß sind.

Die Lastverteilung wird durch Anzapfregelung auf der Hochspannungsseite des Haupttransformators unter Last durchgeführt.

Die Nullpunkte sämtlicher Hochspannungstransformatoren sind unmittelbar geerdet. Da dies von der Anordnung abweicht, die in den meisten europäischen Ländern üblich ist, werden die Gründe für die Erdung des Nullpunktes dargestellt.

Ein umfassendes Selektiv-Schutzsystem wird überall angewendet. Die verschiedenen Bauarten der Schutzvorrichtungen für Fernleitungen, Transformatoren und direkt verbundene Fernleitungen und Transformatoren werden mit ihren Besonderheiten beschrieben.

Deutschland

# Die technische und wirtschaftliche Beherrschung des Energieflusses in einfach und mehrfach gekoppelten Netzen

Vereinigung der Elektrizitätswerke  
und Zentralverband der deutschen elektrotechnischen Industrie

*Dr.-Ing. A. Menge und Mitarbeiter*

## Einleitung

Die mit einer geordneten Verbundwirtschaft für alle Beteiligten zu erreichenden Vorteile sind von den führenden Kreisen der deutschen Elektrizitätswirtschaft frühzeitig erkannt worden. Dementsprechend wurde in den letzten Jahrzehnten die Belieferung von Großabnehmern und Überlandwerken mit elektrischer Energie in immer steigendem Maß von Großversorgungsunternehmungen — den Landesversorgungen — durchgeführt. Diese errichteten an für die Beschaffung von Brennstoff günstig gelegenen Orten bzw. an besonders geeigneten Wasserkraften wirtschaftlich arbeitende Kraftwerke und erstellten zur Versorgung ihrer Großabnehmer umfangreiche Fernleitungsnetze, die mit Spannungen bis zu 110 kV betrieben werden.

Diese Fernleitungsnetze der Landesversorgung dehnten sich rasch derart aus, daß sie sich an einzelnen Punkten berührten. An diesen Berührungsstellen wurde logischerweise die Verbindung der einzelnen Netze untereinander hergestellt, die in einzelnen Fällen so leistungsfähig ausgestaltet wurden, daß unter Vermeidung einer galvanischen Kuppelung der Netze und bei der Möglichkeit einer weitgehenden Spannungsregulierung ein Energieaustausch bis zu 55000 kW möglich ist (Umspannwerk Aschaffenburg der Bayernwerk A.-G.; Kupplung mit dem Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerk und der Preußischen Elektrizitäts-A.-G.).

In natürlicher Fortsetzung der bisherigen Entwicklung stehen die deutschen Landesversorgungsunternehmungen nunmehr vor dem Zusammenschluß zu einer technischen Einheit, der „Aktiengesellschaft für deutsche Elektrizitätswirtschaft“, um durch möglichst rationelle Ausnutzung aller zur Verfügung stehenden Energiequellen, durch Sicherstellung der Energielieferung und durch gegenseitige Unterstützung in Störungsfällen eine möglichst vollkommene Versorgung des gesamten Deutschen Reiches mit elektrischer Energie herbeizuführen. Mit anderen

Worten: in Deutschland hat sich die weitestgehende Verbundwirtschaft (Super-Power-System) durchgesetzt. Die Folge wird die Errichtung eines leistungsfähigen Höchstspannungsnetzes sein, das mit Spannungen von mindestens 220 kV betrieben werden muß.

Stücke dieses Systems sind vorhanden in der von Köln nach Vorarlberg laufenden 380 kV-Leitung der Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerke A.-G. und in den beiden 220 kV-Leitungen Borken—Ahlden und Harbke—Ahlden—Dortmund der Preußischen Elektrizitäts-A.-G., von denen die erstere vorläufig mit 110 kV betrieben wird und die letztere sich z. Z. noch im Bau befindet. Deutschland hat damit den gleichen Weg beschritten wie andere Länder, insbesondere die U.S.A.

Die an eine großzügige Verbundwirtschaft seitens der Öffentlichkeit und der Elektrowirtschaft geknüpften weitgehenden Erwartungen setzen jedoch voraus, daß es gelingt, die Energielieferung, d. h. den Energiefluß, technisch und wirtschaftlich in einwandfreier Weise durchzuführen. Hier wurde eine große auch volkswirtschaftliche Aufgabe gestellt, und in dem vorliegenden Referat werden die Anforderungen festgelegt, die zur technischen Beherrschung des Energieflusses sowohl in den Einzelnetzen (Verteilungsnetzen) wie in den zu einer Einheit verschmolzenen Landesversorgungen erfüllt werden müssen. Im Anschluß daran werden die Mittel beschrieben, die heute zur Verfügung stehen, um den Betrieb dieser Netze auch wirtschaftlich zu gestalten.

## **I. Die technische Beherrschung des Energieflusses in einfach und mehrfach gekuppelten Netzen**

### **A. Der Aufbau der Netze**

#### **1. Die geometrische Gestalt der Einzelnetze**

Die geometrische Gestalt der Einzelnetze muß die Gewähr bieten, daß bei einfachster und wirtschaftlichster Formgebung der Energiefluß unter allen Umständen beherrscht werden kann. Damit ein Netz diesen Forderungen gerecht wird, müssen folgende Bedingungen erfüllt sein:

- a. Weder lang- noch kurzzeitige Fehler in den Erzeugungsanlagen, den Übertragungsanlagen sowie den Transformatoren- und Umformeranlagen dürfen eine Unterbrechung der Energielieferung an die Konsumenten bewirken.
- b. Zur Erzielung höchster Wirtschaftlichkeit muß ein Einsatz der einzelnen Kraftwerke entsprechend ihrer Eignung als Grundkraft-, Fahrplan- oder Spitzenkraftwerk gewährleistet sein.
- c. Die Zahl der nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu wählenden Spannungen sowie die Zahl der Umspannwerke soll möglichst klein gehalten werden.
- d. Die Betriebsmittel müssen entsprechend ihrer Leistungsfähigkeit zur Leistungsübertragung ohne ungewollte Überbeanspruchung einzelner Teile herangezogen werden können.
- e. Zum Zwecke einer einwandfreien Betriebsführung und Betriebsüberwachung ist ein einfacher, klarer und übersichtlicher Aufbau von Schaltanlagen und Schaltung unumgänglich notwendig.

Die Entwicklung der geometrischen Gestalt der Einzelnetze nahm etwa folgenden Verlauf:

Grundlegend entscheidend für die Gestaltung der Netze war die geometrische Form des betreffenden Versorgungsgebietes, die Lage und Anordnung der Hauptverbrauchspunkte und der Energiequellen. Von Anfang an war klar, daß zur Erfüllung der für eine unterbrechungsfreie Stromlieferung an die Verbraucher grundlegenden Forderung a die zweiseitige Speisung und bei wachsender Zahl der Hauptverbrauchspunkte die Bildung von Ringleitungen bzw. Netzmaschen nötig sei.

Dies ließ sich mit Rücksicht auf die örtlichen Verhältnisse von vornherein nicht immer erfüllen; man mußte zunächst und vielfach auch heute noch ganz oder teilweise einseitig gespeiste Strahlen anwenden, deren Betriebssicherheit bei sorgfältiger Ausführung den Bedürfnissen im großen und ganzen genügte. Die Gefahr einer Stromlieferungsunterbrechung der weiter abliegenden Verbraucher mußte jedoch hierbei in Kauf genommen werden. Diese Gefahr ließ sich schon wesentlich herabsetzen dadurch, daß man sämtliche Leitungsstrecken der Strahlennetze als Doppelleitungen ausbildete.

Als die Zunahme des Verbrauches eine Vermehrung der Kraftquellen gestattete, wurde die Gefährdung der Stromlieferung durch zwei- oder mehrseitige Speisung je nach Lage der örtlichen Verhältnisse beseitigt oder weiter herabgesetzt.

Gestatten die örtlichen Verhältnisse dann im weiteren Verlauf die Bildung von mindestens zweimal gespeisten Ringen und durch Zusammenschluß solcher von Maschennetzen, so kann die unter a aufgeführte Gefahr der Stromlieferungsunterbrechung als beseitigt gelten, wobei zu gleicher Zeit in weitestgehendem Maße die Voraussetzungen für die unter b obenstehend genannte Forderung erfüllt ist.

Die zunehmende Ausdehnung, Vermaschung und Mehrfachspeisung großer Netze ergab dabei eine Zunahme der Anzahl der bei irgendeinem im gesamten Netz auftretenden Fehler (Kurzschluß oder Erdschluß) störend beeinflussten Verbraucher, was von letzteren oft als eine Summierung von Stromlieferungsunregelmäßigkeiten empfunden wurde. Diese Spannungs- und Frequenzstörungen werden von den Verbrauchern um so unangenehmer empfunden, je empfindlicher die in Frage kommende industrielle Fabrikation hiergegen ist.

Ferner ergab sich dabei eine Zunahme der Kurzschlußbeanspruchung der angeschlossenen Anlage sowie eine Zunahme der Erdschlußstromstärke, die zu zusätzlichen Störungen führen konnte und schließlich eine Vermehrung der Erschwernisse in der Erhaltung der in den einzelnen Netzteilen benötigten Spannung und in der Blindleistungsverteilung brachte.

Diese Folgeerscheinungen lassen sich jedoch, wie noch gezeigt wird, durch Umbauten, durch entsprechende Ausbildung der Schutzeinrichtungen oder sonstige Maßnahmen ausgleichen und beheben. Bei älteren Anlagen kann jedoch auch heute noch in besonderen Fällen der Grundsatz seine Berechtigung haben, die Ausdehnung und Vermaschung von Netzen und die Verkuppelung von Energiequellen technisch nur so weit

zu treiben, als hierbei der Kostenaufwand zur Beseitigung der genannten Folgeerscheinungen in einem erträglichen Verhältnis zu den damit erreichten Vorteilen steht, sonst aber unter Verzicht auf diese Vorteile dauernd oder zu gewissen Zeiten (Jahreszeiten, Betriebslagen) eine Richtungs- oder Block- (Gruppen-) Betrieb beizubehalten.

## 2. Der Zusammenschluß der Netze

Die Einzelnetze der modernen Elektrizitätswirtschaft besitzen je nach dem Zwecke, dem sie dienen, und je nach dem Stande ihrer Entwicklung eine der aufgeführten Formen. Ihr Zusammenschluß führt zu der eingangs erwähnten Verbundwirtschaft. Die Sicherstellung des Energieflusses bedingt auch bei der Kupplung der Netze die Wahrung des Grundsatzes der mehrseitigen Speisung für jedes Einzelnetz. Die Art der Netzkupplungen selbst ist davon abhängig, ob Spannung, Frequenz und Stromart bei den an dem Zusammenschluß beteiligten Netzen gleich oder verschieden sind.

Netze gleicher Frequenz, gleicher Stromart und gleicher Spannung können ohne weiteres über mindestens zwei räumlich voneinander getrennte Kupplungsleitungen oder Kupplungspunkte zusammengeschlossen werden. Beteiligt sich eine größere Zahl von Netzen an diesem Zusammenschluß, so ergeben sich für das resultierende Netzgebilde ähnliche Gestaltungsformen, wie sie bereits bei den Einzelnetzen aufgeführt sind. Es treten bei diesem Netzgebilde an die Stelle der Knotenpunkte des Einzelnetzes die einzelnen Netzsysteme.

Diese Art der Netzkupplung ist nur an der Peripherie der Netze möglich. Ihre zweckmäßigste Anordnung ist selbstverständlich von Fall zu Fall zu ermitteln.

Bei Netzen gleicher Frequenz und gleicher Stromart, aber verschiedener Spannung führt die Wahrung des Grundsatzes der mehrseitigen Speisung zu einer Kupplung über mindestens zwei räumlich getrennte Transformatorstationen, deren Ober- und Unterspannungsseiten jeweils gleichzeitig Knotenpunkte der zugehörigen Netze oder doch durch direkte Leitungen mit diesen verbunden sind. Zur Vermeidung unnötiger Übertragungsverluste wird man diese Transformatorstationen möglichst nahe an den Schwerpunkt des Netzes mit niedrigerer Spannung legen.

Diese Art des Zusammenschlusses kann je nach Gestalt der beteiligten Netze die verschiedenartigsten Formen annehmen. Sie läßt es zweckmäßig erscheinen, Netzen gleichen Aufgabenbereiches, z. B. den Landesversorgungen, ein gemeinsames Netz höherer Spannung zu überlagern, das den gegenseitigen Energieaustausch ermöglicht. Da dieses überlagerte Netz mit höherer Spannung arbeitet und sich in der örtlichen Lage der Transformatorstationen den jeweiligen Bedürfnissen anpassen kann, so ist diese Art der Netzkupplung wesentlich leistungsfähiger als die zuvor erwähnte Kupplung von Netzen gleicher Spannung.

Netze verschiedener Frequenz und verschiedener Spannung können nur über Umformer, die die Möglichkeit einer gleitenden Kupplung be-

sitzen, zusammengeschlossen werden. Im übrigen gilt auch hier das bereits über Netze gleicher Frequenz und gleicher Stromart Gesagte.

In allen diesen Fällen bestehen keine Bedenken, in einem Stützpunkte Netze gleicher und verschiedener Spannung sowie verschiedener Frequenz und Stromart anzuschließen, wenn nur jedes dieser Einzelnetze noch einen weiteren räumlich getrennten Stützpunkt besitzt.

Bei der Projektierung der Netzkupplungen ist darauf zu achten, daß bei den Kupplungsleitungen die maximale Entfernung für eine stabile Kraftübertragung nicht überschritten wird. Für unsere deutschen Verhältnisse allerdings wird die Gefahr der Unstabilität kaum bestehen, da die Entfernungen zwischen Spannungstützpunkten mit rotierenden Maschinen nie sehr groß sind.

### **8. Die Beherrschung der elektrischen, thermischen und mechanischen Beanspruchungen**

Vorschriften und Richtlinien für die Dimensionierung der Anlageteile eines Netzes werden durch die zuständigen Fachverbände oder -vereine, in Deutschland durch den „Verband deutscher Elektrotechniker“, aufgestellt und immer wieder dem neuesten Stande der Entwicklung angepaßt. Diesen Fachverbänden oder -vereinen gehören die Behörden, die erzeugende Industrie und die Elektrizitätswerke an. Die Erfahrung hat gelehrt, daß auf diese Weise ein hoher Grad von Sicherheit für die elektrischen Stromversorgungsanlagen erreicht wird.

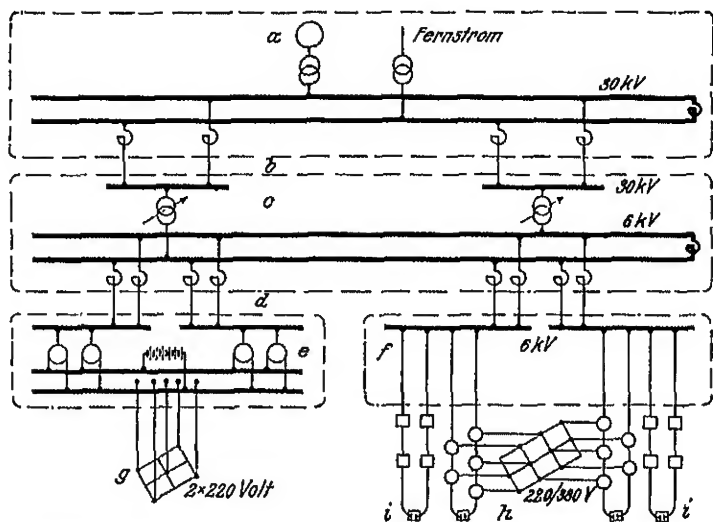
Der Zusammenschluß der Kraftwerke durch Hochspannungsnetze hat zur Folge, daß die Beanspruchung der Netze sowie ihrer Schalt- und Maschinenanlagen anwächst. Es handelt sich um thermische und dynamische Beanspruchungen sowie Gefährdung der synchronen Zusammenarbeit der Kraftwerke eines Netzes bzw. der Maschinen eines Kraftwerkes untereinander und der im Netz angeschlossenen Antriebsmotoren und Umformer als Folge der durch Kurzschlüsse hervorgerufenen Spannungsabfälle und Frequenzänderungen. Mit Rücksicht auf das Außertrittfallen der Maschinen ist vor allen Dingen das Zusammenbrechen der Spannungsabsonkungen mit Frequenzänderungen von Bedeutung, eine Erscheinung, welche gerade bei Kurzschlüssen häufig beobachtet wird.

Ein allgemein angewandtes Mittel zur Behebung dieser Störungserscheinungen in Netzen mit Betriebsspannungen bis 30 kV ist der Einbau von Kurzschluß-Begrenzungs-Drosselspulen. Allgemein ist zu sagen, daß der Einbau derartiger Drosseln um so notwendiger wird, je geringer die natürliche Reaktanz des Netzes ist. Deshalb spielt der Einbau von künstlichen Reaktanzen in großstädtischen Kabelnetzen eine besonders wichtige Rolle, denn hier sind außerordentlich große Leistungen auf verhältnismäßig kleinem Raum vereinigt, das Netz ist stark vermascht, und die Entfernungen zwischen den Energieerzeugern sind so gering, daß Kurzschlüsse Folgeerscheinungen der oben aufgeführten Art mit sich bringen. Unangenehm bei diesen Erscheinungen ist der Umstand, daß bei Kurzschlüssen an bestimmten Stellen des Netzes das *gesamte Netz* unter Spannungsabsonkungen leidet. Diese dauern so lange



an, bis die Netzschutzrelais die Kurzschlußstelle von der Stromerzeugungsstelle abgeschaltet haben, d. h. einige Sekunden.

Der Einbau von Drosseln, und zwar von Sammelschienen- und Abzweigdrosseln, innerhalb der Kraftwerke und Umspannwerke mit I. triebsspannungen bis zu 30 kV dämpft die Kurzschlüsse wirkungsvoll ab, so daß ihre Auswirkungen auf das durch Drosseln abgegrenzte und vom Kurzschluß betroffene Netzgebiet beschränkt bleiben. I. Spannungsabsenkung ist dabei um so kleiner, je größer die vor den Kurzschlußstelle begrenzenden Drosselspulen aufgestellte Maschineleistung und je geringer die Durchgangsleistung dieser Drosselspulen ist.



$a$  = Kraftquellen,  $b$  = 30-kV-Netz,  $c$  = Abspannweiche,  $d$  = 6-kV-Netz,  $e$  = Umformerwerk  
 $f$  = Stützpunkte,  $g$  = Gleichstrom-Niederspannungsnetz,  $h$  = Drehstrom-Niederspannungsnetz  
 $i$  = Hochspannungsabnehmernetz.

Abb. 1. Gruppenschaltung der Berliner Städt. Elektrizitätswerke A.-G.

In deutschen Anlagen werden als Sammelschienenendrosseln häufig solche mit einem Spannungsabfall von 10% bei einer Durchgangsleistung welche ungefähr der halben Leistung einer Hauptmaschine entspricht ausgelegt, während die Abzweigdrosselspulen eine Reaktanz von etwa 3%, bezogen auf die Nenndurchgangsleistung des Abzweiges, aufweisen. Der Einbau der Drosselspulen ermöglicht es, im Netz kleinere Ölschalter einzubauen, als wenn Drosselspulen nicht vorhanden wären. Um die kostspieligen Reaktanzspulen zu sparen, besonders wenn es sich um den Anschluß der Nebenbetriebe an Sammelschienen großer Leistung handelt, wird in manchen Anlagen die Reaktanz der Transformatoren künstlich erhöht, eine Maßnahme, die dieselbe dämpfende Wirkung auf den Kurzschluß und die Spannungsabsenkungen zur Folge hat, wie dies oben geschildert wurde (Abb. 1).

## B. Die Bekämpfung der Störungen

### 1. Bekämpfung der Störungen bei den einzelnen Anlageteilen

Die Schutzeinrichtungen, mit denen die Netze zur Bekämpfung der Störungen bei den einzelnen Anlageteilen auszurüsten sind, lassen sich in zwei Gruppen einteilen. Zur ersten Gruppe gehören diejenigen, die dem Schutz der einzelnen Anlageteile vor Gefährdung und größeren Beschädigungen dienen (vorbeugender Schutz). Die der zweiten Gruppe haben dagegen die Aufgabe, bei einer Störung die Weiterführung des Netzbetriebes sicherzustellen. Bei den vorbeugenden Schutzeinrichtungen kann man sich in vielen Fällen darauf beschränken, eine Signaleinrichtung zu betätigen, die ein Eingreifen des Bedienungspersonals veranlassen soll. Bei den Schutzeinrichtungen der zweiten Gruppe ist jedoch eine Abschaltung und Außerbetriebsetzung des gestörten Anlageteils nicht zu umgehen.

Sämtliche Schutzeinrichtungen eines Netzes sind einheitlich aufeinander abzustimmen, um Überschneidungen der Auslösezeiten zu vermeiden und um bei den in einer Kurzschlußbahn liegenden Relaisätzen Reservestellungen zu erzielen.

#### *a) Schutz der Generatoren, Transformatoren und Umformer*

Generatoren, Transformatoren und Umformer sind heute die am wenigsten gefährdeten Anlageteile der Netze. Die Behebung ihrer Defekte bedingt meist dagegen sehr umfangreiche und sehr lange dauernde Arbeiten, verursacht also hohe Kosten und beeinträchtigt den Betrieb sehr empfindlich. Die Ausdehnung und der Zusammenschluß der Netze in den letzten Jahren führten zudem noch zu einer weiteren Vergrößerung der Einheiten, sie hatten aber auch eine Steigerung der Benutzungsdauer und der Kurzschlußbeanspruchungen zur Folge. Man hatte daher das größte Interesse daran, daß die Generatoren, Transformatoren und Umformer nur in wirklichen Störungsfällen abgeschaltet werden und daß die Defekte möglichst frühzeitig von den Schutzeinrichtungen erfaßt werden, um so die Zerstörungen möglichst gering zu halten.

Diesen Forderungen konnten in den meisten Fällen die schon bekannten Schutzeinrichtungen der Generatoren, Transformatoren und Umformer immer noch genügen, nachdem sie hinsichtlich ihrer Methoden und Apparaturen vervollkommenet und verfeinert worden waren.

#### AA. Generatorschutz

Die hauptsächlichsten Schutzmaßnahmen bei Schäden innerhalb der Generatoren sind die Abschaltung, die verhindert, daß Ströme aus der übrigen Anlage in die beschädigte Maschine eintreten können, und die Schnellentregung, die durch Herabsetzung der Spannung in möglichst kurzer Zeit die Gefahr der Eigenspeisung in den Fehler verringert. Als weitere Maßnahme kann Einblasen von Brandlöschmitteln zur Löschung entstandener Brände erfolgen, auch rasches Stillsetzen der Maschine wird angewandt. Durch alle diese Mittel werden Reparaturen und die Ausfallzeit für die Stromerzeugung wirksam beschränkt. Für die schnelle Entregung sind folgende Verfahren in Anwendung: Die plötzliche Ver-

größerung des Widerstandes des Erregerstromkreises mit nachfolgender Unterbrechung des letzteren, das Abschalten und Kurzschließen der Nebenschluß-Erregerwicklung und die sog. Schwingungsentregung, bei der durch entsprechende Widerstandskombination unter kurzfristiger Umkehr des Erregerstroms auch eine Beseitigung der Remanenzspannung der Maschinen erreicht wird. Die Auslösung dieser Schutzmaßnahmen erfolgt durch Fehlermeldeeinrichtungen, die ansprechen bei Kurzschluß, Erdschluß und Windungsschluß.

*Kurzschluß* wird im allgemeinen durch Differentialschaltung von Wandlern und Relais erfaßt.

*Erdschlüsse* werden durch zwei Verfahren erfaßt, deren Verschiedenheit durch die Art des Anschlusses des Generators an das Netz begründet ist. Ist der Generator nur magnetisch mit der Anlage verbunden (er arbeitet unmittelbar auf einen Transformator und dieser erst auf die Sammelschiene), so genügen Einrichtungen, die eine Verlagerung der Spannung des Sternpunktes gegen Erde feststellen. Erdschlüsse in nächster Nähe des Sternpunktes, unter Umständen sogar im Sternpunkt selbst, können erfaßt werden. Ist der Generator aber unmittelbar mit dem Netz verbunden, so sind Schaltungen erforderlich, die festzustellen gestatten, ob der betreffende Erdschluß im Generator oder in der übrigen elektrisch mit ihm verbundenen Anlage aufgetreten ist. Das geschieht mit Hilfe empfindlichster wattmetrischer Relais (Erdschlußrelais). Reicht die Wattkomponente des Erdschlußstromes nicht aus, um ein Ansprechen dieser Relais zu erreichen, so kann sie durch Einschalten von Widerständen zwischen dem Sternpunkt und Erde erhöht werden. Man bemüht sich, diese Widerstände nicht unmittelbar an den Sternpunkt des Generators zu legen, sondern über Sondertransformatoren an die Sammelschiene, so daß sie gemeinsam für alle angeschlossenen Generatoren wirksam werden.

Für die Erfassung von *Windungsschlüssen* bestehen verschiedene Verfahren. Am bekanntesten ist die Schaltung geworden, bei der ein künstlicher Sternpunkt gebildet wird, mit dessen Spannung die durch den Windungsschluß verlagerte Sternspannung des Generators verglichen wird. Bei den Generatoren mit mehreren parallelen Wicklungszweigen verwendet man Stromvergleichsschaltungen (Achterschutzz), bei Serienschaltung von Wicklungszweigen eine Spannungsvergleichsschaltung. Bei vielpoligen Maschinen werden auch die nur bei Windungsschluß im Rotorkreis auftretenden Oberwellen durch Spezialrelais erfaßt. Alle diese Einrichtungen veranlassen eine unverzögerte oder nur sehr kurzfristig ( $\frac{1}{2}$  s) verzögerte Auslösung der obengenannten Schutzmittel. Überstromrelais, Temperaturüberwachung, Unsymmetrierelais u. dgl. läßt man nur alarmieren oder abschalten, nicht aber entregnen. Ein neuerartiger Weg wird versucht mit dem Rauchschutz, welcher ansprechen soll, wenn durch die Fehler eine ausreichende Rauchentwicklung erfolgt.

Zum Abschalten des Generators bei außerhalb desselben liegenden, vom Netzschutz nicht erfaßten Kurzschlüssen wurde bisher der *Überstromschutz* verwendet. Dieser mußte auf die übrigen Netzschutzeinrichtungen, insbesondere auf den Leitungsschutz, abgestimmt werden

und erhielt daher von sämtlichen Relais die längsten Laufzeiten. Diese Staffellung der Laufzeiten hatte jedoch zur Folge, daß gerade die schwersten in der Nähe des Generators liegenden Kurzschlüsse erst nach der längsten Einstellzeit abgeschaltet wurden. Mit dem Aufkommen der Distanzschutzeinrichtungen bot sich die Möglichkeit, diese Schwierigkeiten zu vermeiden. Man rüstete daher neben den übrigen Anlageteilen auch die Generatoren mit diesen Schutzeinrichtungen aus und erreichte dadurch wieder eine Einheitlichkeit sämtlicher Netzschutzeinrichtungen und infolge Einstellung der Ablaufzeiten der Relais nach der Kurzschlußentfernung gerade bei den schwersten Kurzschlüssen die kürzesten Laufzeiten für das Generatorenrelais.

### BB. Transformatorenschutz

Für die Erfassung innerer Defekte hat sich der Buchholz-Apparat, der auf bei Fehlern sich entwickelnden Gasblasen reagiert, weitgehend durchgesetzt. Meist wird auch der Differentialschutz verwandt, der Störungen an den Klemmen und Zuführungsleitungen usw. erfaßt. Als Anzeiger für sich langsam entwickelnde Fehler, wie Eisenbrand, wird der Leistungsdifferentialschutz bei großen Transformatoren häufig ausgeführt.

In neuester Zeit versucht man besonders bei Hoch- und Höchstspannungsnetzen den Schutz des Transformators in den Leitungsschutz einzubeziehen. Zu diesem Zwecke überträgt man den Schutz der Anschlußleitungen und Klemmen denselben Relais wie beim Leitungsschutz, während zur Erfassung innerer Defekte der Buchholz-Schutz herangezogen wird. Man erreicht so eine durchgehende gleichartige Staffellung sämtlicher Schutzeinrichtungen im Netz. Transformatoren werden heute so gebaut, daß sie vorübergehende Überlastungen vertragen können. Täglich sich wiederholende, lange dauernde, schwache Überlastungen sind den Transformatoren aber schädlich. Hiergegen hat sich ein besonderes Überlastungsrelais gut bewährt, falls man sich nicht auf reine Temperaturüberwachung beschränkt und die Abschaltung dem Bedienungspersonal überläßt. Schwere Überlastungen werden von vornherein vom Kurzschlußschutz erfaßt.

### CC. Einanker-Umformer-Schutz

Im Aufbau der Schutzeinrichtungen dieser Maschinen hat sich in letzter Zeit wenig geändert. Man erkannte, daß die Umformer nicht so empfindlich gegen äußere Störungen (Spannungssenkung) sind, wie man früher annahm und verhindert daher neuerdings ein Abschalten bei leichten Störungen durch geringe Empfindlichkeit und größere Zeitverzögerung der Schutzapparate. Außerdem erschwert man bei leichten Störungen das Außertrittfallen, indem man auf der Gleichstromseite Widerstände einschaltet, wenn die Umformer mit anderen Gleichstromquellen parallel arbeiten. Bei schwereren Störungen müssen die Umformer abgeschaltet werden. Man verwendet dann Einrichtungen, die eine schnelle Wiederinbetriebnahme gestatten (automatisches Wiedersynchronisieren).

## *b) Schutz der Übertragungsanlagen gegen Störungen und deren Behebung*

Die Übertragungsanlagen, insbesondere die Freileitungen, sind zwar Gefährdungen in höherem Maße ausgesetzt als Generatoren und Transformatoren, aber Defekte auf ihnen lassen sich im allgemeinen viel rascher und mit geringeren Mitteln beheben als bei diesen, zudem ist bei der Vermaschung der Netze die Auswirkung auf den Betrieb eine geringere.

Die Erkenntnis, daß ohne zuverlässig arbeitende Leitungsschutzeinrichtungen die Beherrschung des Energieflusses überhaupt nicht durchzuführen ist, hat sich erst in den letzten Jahren überall vollständig durchgesetzt, als mit dem Aufkommen der Fernversorgung die Wichtigkeit eines ungestörten Betriebes der Übertragungsanlagen immer mehr zutage trat. Es sind daher gerade auf dem Gebiete des Leitungsschutzes wichtige Fortschritte gemacht worden. Da ein großer Teil der Störungen durch einen Erdschluß eingeleitet wird, so ist fraglos das Verhalten der Übertragungsmittel beim Erdschluß von einschneidender Bedeutung für die Fortführung eines ungestörten Betriebes. Die deutsche Praxis ist durch die Anwendung der Erdschlußkompensation einen eigenen Weg gegangen, der auf die Ausbildung der Selektivschutzsysteme von großem Einfluß war. Aus diesen Gründen soll im folgenden die Frage der Erdschlußkompensation besonders ausführlich behandelt werden.

Die durch die Schutzeinrichtungen außer Betrieb gesetzten Freileitungsstrecken müssen innerhalb kürzester Frist wieder in betriebsfähigen Zustand gesetzt werden, damit die Beherrschung des Energieflusses durch die Abschaltung nicht unnötig lange behindert wird. Der raschen Ermittlung der Fehlerstelle dienen die Fehlerortsmeßeinrichtungen.

### AA. Schutz gegen Erdschluß

#### *aa) Die Kompensation des Erdschlußstromes in Hochspannungsnetzen*

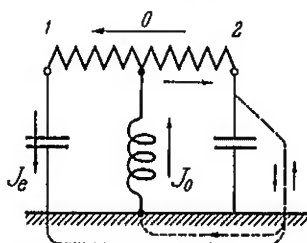
Die Störung, die am häufigsten bei Freileitungen auftritt, ist der Erdschluß. Noch vor einigen Jahren war keine andere Frage der Hochspannungstechnik in der Fachwelt so lebhaft umstritten, wie gerade die der Bekämpfung des Erdschlusses mit allen seinen Begleiterscheinungen. Erst die im Laufe der Zeit mit den verschiedenen Methoden der Erdschlußbekämpfung erworbenen Erfahrungen konnten den Streit der Meinungen entscheiden. Heute hat sich in Deutschland die Erdschlußkompensation durchgesetzt.

Für das Verhalten der Hochspannungsnetze bei Erdschluß ist in erster Linie die Behandlung des Nullpunktes von Bedeutung. Insbesondere die Größe des auftretenden Erdschlußstromes wird stark beeinflusst. Geordnet nach der Größe des Erdschlußstromes sind folgende vier Betriebsweisen praktisch verwendet worden:

- Starre Erdung
- Erdung über Widerstand
- Keine Erdung
- Erdschlußkompensation.

Die Erdung über Widerstand hat praktisch keine Bedeutung mehr. Mit ihr wollte man im wesentlichen dasselbe erreichen, was man auch durch die Anwendung der Erdschlußkompensation bezweckt, nämlich das Stehenbleiben eines Erdschlußlichtbogens möglichst zu erschweren. Durch eine geeignete Bemessung des Erdungswiderstandes gelingt es nämlich, den Erdschlußstrom einerseits nicht übermäßig anwachsen zu lassen und ihm anderseits eine derartige Phasenlage gegenüber der treibenden Spannung zu geben, daß im Moment des Nulldurchgangs des Stroms nur eine unzureichende Spannung für das Wiederründen des Lichtbogens vorhanden ist. Die Erdschlußkompensation löst dieselbe Aufgabe in weit vollkommenerer Weise, wie wir noch im einzelnen sehen werden.

Die Betriebsweise der Netze mit ungeerdetem Nullpunkt hat seit Bekanntwerden der Erdschlußkompensation ebenfalls sehr rasch an Bedeutung verloren, während der in den europäischen Ländern selten angewendete starr geerdete Nullpunkt in Amerika und einigen überseeischen Ländern wohl noch überwiegt.

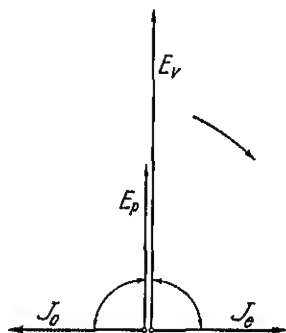


Stromverlauf bei Erdschluß der Phase 2.  $J_e$  = Erdschlußstrom,  $J_o$  = Spulenstrom. Gegenseitige Aufhebung der Ströme an der Erdschlußstelle.

Abb. 2. Erdschlußkompensation mittels Erdschlußspulen.

*Mittel der Erdschlußkompensation.* Das Prinzip der Erdschlußkompensation besteht darin, daß die Phasenleiter des Hochspannungsnetzes an einer oder mehreren Stellen des Netzes mittels induktiver Apparate so miteinander und der Erde in Verbindung gebracht werden, daß an dieser Stelle beim Auftreten eines Erdschlusses Ströme in die Erde gesandt werden, welche der Spannung der erdgeschlossenen Phase um eine viertel Periode nacheilen und insgesamt angenähert die Größe des sonst auftretenden Erdschlußstromes besitzen. Die einfachste, auch heute noch am meisten angewendete Anordnung besteht in einer Eisen enthaltenden Drosselspule, welche zwischen dem Nullpunkt eines Leistungstransformators und der Erde angeschlossen wird. Das Schaltbild dieser Anordnung zeigt Abb. 2, das oben ausgesprochene Prinzip Abb. 3. Wie aus dem letzteren Bild hervorgeht, kann die vorhin formulierte Bedingung auch so ausgesprochen werden, daß die Induktivität der Drosselspule und Kapazität des Netzes gegen Erde bei Betriebsfrequenz die Resonanzbedingungen erfüllen. Hierbei muß jedoch auch noch auf die Nullpunktsreaktanz des Anschlußtransformators, d. h. die scheinbare, zwischen den miteinander verbundenen Phasenklappen

und dem Nullpunkt bei betriebsmäßig geschalteter Sekundärwicklung gemessene Reaktanz Rücksicht genommen werden. Sie darf gegenüber der Reaktanz der Drossel nicht allzu groß sein. Aus diesem Grunde scheiden außer Transformatoren ohne zugänglichen Nullpunkt also solche Transformatoren für den Anschluß aus, deren Nullpunktreaktanz infolge ihrer Schaltung besonders groß ist, also insbesondere Manteltransformatoren oder Einphasensätze in Stern-Stern-Schaltung. Auch die Größe des Transformators muß oberhalb einer Mindestgröße liegen, welche durch die während des Erdschlusses zulässige Überlastung des Transformators gegeben ist. An Stelle des Leistungstransformators kann auch eine im Nullpunkt belastbare Mehrphasendrossel, am besten in Zickzack-Schaltung, zum Anschluß Verwendung finden. Eine solche Drossel wird in der Regel mit einer Sekundärwicklung versehen und als Stationstransformator ausgenutzt.



$E_v$  = verkettete Spannung,  $E_p$  = Phasenspannung,  $J_0$  = vollender Erdschlußstrom,  $J_e$  = nullender Spulenstrom.

Abb. 3. Schematisches Vektorbild der Erdschlußkompensation.

Die Anpassung der Kompensierung an die betriebsmäßig wechselnde Leitungslänge erfolgt einerseits durch Zu- und Abschalten parallel arbeitender im Netz verteilter Einzeldrosseln, andererseits durch Abstimmung einzelner Spulen mittels Anzapfungen, die wahlweise durch Trennschalter oder besondere Umschaltdevorrichtungen in Betrieb genommen werden können.

Ein anderes in der Praxis verwendetes Kompensationsmittel ist der Löschttransformator, welcher unmittelbar an die Sammelschienen oder die Leitungen selbst angeschlossen wird. Er ist ein Spezialtransformator mit fünf Sehenkeln, von denen drei die in Stern geschalteten Oberspannungswicklungen und die im offenen Dreieck geschalteten Unterspannungswicklungen tragen. Der Nullpunkt der Oberspannungswicklung ist unmittelbar geerdet. An die offene Dreieckswicklung ist eine regelbare Drossel über einen Ölschalter angeschlossen.

*Wirkungsweise der Erdschlußkompensation.* Für die Beurteilung der Wirkung der Erdschlußkompensation sind zwei Gesichtspunkte von entscheidender Bedeutung. Der eine betrifft das Verhalten des Leitung

netzes während eines stationären oder angenähert stationären metallischen oder Lichtbogenerdschlusses. Hier besteht die Wirkung der induktiven Nullpunktserdung darin, den an der Erdschlußstelle fließenden Strom bis auf ein Restglied, welches von den Oberwellen der Spannungs-kurve und von den Verlusten herrührt (Erdschlußreststrom), zum Verschwinden zu bringen. Bei starrer Erdung des Nullpunktes erhält man an der Erdschlußstelle den Erdkurzschlußstrom, welcher außerordentlich hohe Beträge annehmen kann. Bei ungeerdetem Nullpunkt ergibt sich ein Erdschlußstrom, der von der Größe der Kapazität des Netzes gegen Erde abhängt und in ausgedehnten Netzen bezogen auf die Phasenspannung einer Leistung von vielen tausend kVA entsprechen kann. Bei der Betriebsweise mit ungeerdetem Nullpunkt müssen auch während des stationären Lichtbogenerdschlusses die auftretenden sog. Rückzündungsüberspannungen in Betracht gezogen werden, welche die Isolation der Leitung selbst, noch mehr aber die Isolation der angeschlossenen Apparate erheblich gefährden.

Der zweite Gesichtspunkt betrifft die Gesetzmäßigkeiten, nach welchen der Erdschlußzustand in den Zustand des normalen Betriebes übergeht, sobald der Erdschluß verschwunden ist. Nach dem Erlöschen des Erdschlußstromes kann nämlich die während des Erdschlusses aufgetretene Nullpunktsspannung nicht plötzlich verschwinden, da der aus der induktiven Nullpunktserdung und der Netzkapazität gegen Erde gebildete Schwingungskreis mit seiner natürlichen Dämpfung ausschwingt. Die Folge davon ist, daß die Spannung der erdgeschlossenen Phase, welche während des Erdschlusses Null beträgt, nur verhältnismäßig langsam wiederkehrt. Dieser Effekt ist einer der wichtigsten der induktiven Nullpunktserdung, da er das Wiederzünden eines einmal erloschenen Erdschlußlichtbogens außerordentlich erschwert.

*Auswirkungen der Erdschlußkompensation.* Bei der Betrachtung der praktischen Auswirkungen der Erdschlußkompensation genügt es, einen Vergleich gegenüber der Betriebsweise mit starr geerdetem Nullpunkt durchzuführen. Der Betrieb mit ungeerdetem Nullpunkt besitzt bei ausgedehnten Netzen gegenüber den beiden anderen Möglichkeiten so viele Nachteile, daß er nach dem heutigen Stande der Technik mehr und mehr als überholt bezeichnet werden kann.

Der Hauptunterschied in der praktischen Betriebsweise kompensierter Netze oder starr geerdeter Netze besteht darin, daß der Erdschluß seinen Charakter als ernste Störung in *Freileitungsnetzen* verliert. Die mit dem Erdschluß behaftete Stroecke kann, falls der Erdschluß nicht überhaupt von selbst wieder verschwindet (Lichtbogenerdschluß), so hinreichend lange Zeit in Betrieb gehalten worden, daß es der Betriebsleitung möglich ist, ihre Energielieferung umzudisponieren, und erst danach die gestörte Leitung außer Betrieb zu setzen. Es ist deshalb auch bei der Planung der Schutzeinrichtung möglich, auf den Erdschluß überhaupt keine Rücksicht mehr zu nehmen, eine selektive Abschaltung kranker Leitungsstellen demnach nur bei mehrphasigen Kurzschlüssen vorzusehen. Bei stehenbleibenden Erdschlüssen genügt eine einfache Anzeige. Bei Verwendung wattmetrischer Erdschlußrelais ist



es gleichwohl möglich, aus der Zahl und Lage der Relais, die angesprochen haben, auf die Lage der gestörten Leitung zu schließen. Demgegenüber ist in Netzen mit geerdetem Nullpunkt der Erdschluß die häufigste ernsthafte Störung, und der Selektivschutz muß sich hierbei in erster Linie die Aufgabe stellen, bei Erdschluß die gestörte Leitung und nur diese herauszunehmen. Erstrebt man die gleiche Sicherheit der Energieversorgung wie bei kompensierten Netzen, so muß dies durch erhöhten Einsatz von Reserveleitungen erzielt werden. Es ist zwar im Prinzip leichter möglich, einen Selektivverdschlußschutz in geerdeten Netzen zu erreichen, als gegenüber mehrphasigen Kurzschlüssen einen Selektivschutz kompensierter Netze. Bei dem hohen Stande der Entwicklung des letzteren ist diese theoretische Schwierigkeit jedoch praktisch bedeutungslos.

Man hat früher häufig die Ansicht vertreten, daß die an kompensierte Netze angeschlossenen Apparate, insbesondere Transformatoren, mit erhöhter elektrischer Sicherheit gegenüber der geerdeten Betriebsweise gebaut werden müßten, da in kompensierten Netzen im Falle eines Erdschlusses in den ungestörten Phasen die verkettete Spannung gegen Erde auftritt. Man hat heute jedoch erkannt, daß die erforderliche elektrische Sicherheit nicht durch die möglichen Spannungen von Betriebsfrequenz, sondern durch die Höhe atmosphärischer Überspannungen bedingt wird, welche von der Art der Behandlung des Nullpunktes unabhängig sind. Allerdings ist es andererseits nicht möglich, Transformatoren mit gegen den Nullpunkt abgestufter Isolation in kompensierten Netzen zu verwenden. Ein weiterer wesentlicher Vorteil des kompensierten Betriebes ist die Verringerung der Beeinflussung der Schwachstromleitungen während Erdschluß. Man muß jedoch beachten, daß in vielen Fällen erst diese Verringerung es ermöglicht, erdschlußbehaftete Hochspannungsleitungen längere Zeit in Betrieb zu halten, so daß der erstgenannte Hauptvorteil des kompensierten Netzes praktisch benutzt werden kann. In ähnlicher Weise ist auch die beim kompensierten Betrieb erzielte Herabsetzung der Menschen und Tiere gefährdenden Spannungsgefälle im Erdbereich in der Nähe der Erdschlußstelle zu bewerten.

Die Herabsetzung des Erdschlußstromes macht sich auch darin bemerkbar, daß Menschen, welche mit einer Phase eines kompensierten Netzes in Berührung kommen, unter Umständen keine schweren Verletzungen erleiden. Derartige Fälle sind sogar in 100 kV-Netzen vorgekommen.

Bei ausgedehnten Netzen mit hohem Erdschlußstrom kann im Prinzip aus verschiedenen Gründen eine elektrische Unterteilung des Netzes mittels Isoliertransformatoren zweckmäßig sein. Einer dieser Gründe ist das natürliche Anwachsen des Erdschlußreststromes mit steigender Netzlänge. Dieser Gesichtspunkt allein hat auch bei den größten deutschen Freileitungsnetzen bisher eine Unterteilung nicht erforderlich gemacht. Dagegen kann eine elektrische Unterteilung an den Verwaltungsgrenzen mehrerer sich zusammenschließender Höchstspannungsnetze gleicher Spannung mit Rücksicht auf die Beherrschung des Erd-

schlußreststromes vorgenommen werden, da sonst einerseits die Größe des Erdschlußreststromes von Maßnahmen in den Netzen sämtlicher Partner abhängt, anderseits aber jeder Partner den begreiflichen Wunsch hat, in der Sicherheit seines Betriebes möglichst wenig von Maßnahmen des anderen Partners beeinflußt zu werden.

In mindestens so hohem Grade wie bei Freileitungsnetzen ergibt die Erdschlußkompensation Vorteile in *Kabelnetzen*. Die häufigsten Störungen nehmen auch bei Kabeln ihren Ausgang von Erdschlüssen. Die Erdschlußkompensation verzögert den Übergang des Erdschlusses in einen mehrphasigen Kurzschluß und kann ihn unter Umständen sogar verhindern. Im letzteren Falle, mit dem man in Kabelnetzen nicht allzu große Ausdehnung in der Regel rechnen kann, falls Kabel geeigneter Konstruktion verwendet werden, ergibt sich dieselbe Möglichkeit wie bei Freileitungen, vor Abschaltung der defekten Strecke die erforderlichen Umdispositionen vorzunehmen. Es ist auch bekannt, daß Kabel erprobter Konstruktion, die unter Muffenstörungen zu leiden gehabt haben, in der Folge auch von Kabeldurchschlägen heimgesucht wurden, die zweifellos auf die bei den Muffenfehlern entstandenen Überspannungen zurückgeführt werden konnten. Derartige Vorkommnisse lassen sich durch Erdschlußkompensation vollständig beseitigen.

Bei Kabelnetzen hoher Spannung und großer Ausdehnung, wie sie in Großstädten vorkommen, muß man jedoch damit rechnen, daß jeder Erdschluß früher oder später in einen mehrphasigen Kurzschluß übergeht. Hier bewirkt die Erdschlußkompensation, daß der Selektiv-Erdschlußschutz, welcher hier notwendig ist, genügend Zeit für sein Arbeiten zur Verfügung erhält, ohne daß in der Zwischenzeit der Übergang in den Kurzschluß stattfindet. Dieser Gesichtspunkt kann in sehr großen Kabelnetzen sogar dazu führen, daß entweder besondere Mittel für die Begrenzung des Erdschlußreststromes eingesetzt werden müssen, oder daß eine elektrische Unterteilung des Gesamtnetzes vorgenommen werden muß.

*Oberwellenkompensation.* In den ersten Jahren der Anwendung der Erdschlußkompensation ist häufig die Befürchtung ausgesprochen worden, daß die unvermeidlichen Verzerrungen der Spannungskurve die Wirkung der Erdschlußkompensation illusorisch machen könnten, da ja der von Oberwellen herrührende Anteil des Erdschlußstromes durch die üblichen Mittel nicht kompensiert werden kann. Erfreulicherweise hat die Erfahrung diesen Befürchtungen nicht recht gegeben. Dies ist darauf zurückzuführen, daß einerseits die Spannungskurven großer Hochspannungsnetze meist genügend sinusförmig sind und daß anderseits die Existenzbedingungen für einen Lichtbogen in einem Stromkreis, dessen treibende Spannung die Grundfrequenz besitzt, dessen Strom jedoch vorwiegend aus Komponenten höherer Frequenz besteht, ungünstig sind, so daß der Erdschlußlichtbogen trotz verhältnismäßig hoher Stromstärke leicht erlischt.

Auf der anderen Seite haben sich jedoch einige Ausnahmefälle gezeigt, die nicht unerwähnt bleiben sollen. Es handelt sich hierbei stets um Netze mit einer großen Anzahl verhältnismäßig schwach belasteter und

hochgesättigter Transformatoren, deren Magnetisierungsstrom die Spannungs-kurve verzerrte. Erfahrungsgemäß enthält der unkompen-sierte Teil des Erdschlußstromes, der Erdschlußreststrom, wie sich übrigens auch leicht theoretisch einsehen läßt, in solchen Fällen eine stark-komponente fünffacher Frequenz. Es ist gelungen, auch in dieser seltenen Fällen den Reststrom auf ein unschädliches Maß herabzu-setzen. Die hierzu dienende Einrichtung besteht im wesentlichen aus einem Serienschwingungskreis, dessen Eigenfrequenz etwas unterhalb der fünffachen Betriebsfrequenz liegt und der zu den Erdschlußspulen parallel geschaltet wird. Bei passender Bemessung gelingt es so, die Abstimmung auf Grundwelle und Oberwelle voneinander praktisch un-abhängig zu machen. In einem 30 kV-Netz betrug beispielsweise der Reststrom bei reiner Grundwellenabstimmung etwa 50 % des Erd-schlußstromes, bei Grund- und Oberwellenabstimmung etwa 12 %. Der Reststrom wurde also durch die Oberwellenkomensation etwa auf den vierten Teil reduziert.

*Überwachung des Erdschlußkompensationszustandes.* Selbstverständ-lich setzt der Betrieb eines kompensierten Netzes voraus, daß die Ab-stimmung auch bei erheblichen Änderungen im Schaltzustand des Netzes einigermaßen gewahrt bleibt, damit die Vorteile des kompen-sierten Betriebes ausgeschöpft werden können. Die richtige Abstim-mung muß daher in irgendeiner Weise sichergestellt werden. In Mittel-spannungsnetzen mit nicht allzu hohem Erdschlußstrom hat sich ge-zeigt, daß die Löschwirkung ziemlich unempfindlich gegenüber Fehl-abstimmungen ist. Fehler von 20 % und darüber sind zulässig, ohne daß der Erdschlußlichtbogen stehen bleibt. Mit der Höhe der Betriebs-spannung wächst der spezifische, d. h. auf die Leitungslänge bezogene Erdschlußstrom, außerdem auch die Leitungslänge selbst, so daß der Erdschlußstrom und erst recht die Erdschlußleistung mit wachsender Betriebsspannung sehr stark zunehmen. Aus diesem Grunde steigen auch die Ansprüche, welche man an die Genauigkeit der Abstimmung stellen muß, erheblich mit der Betriebsspannung.

Das am häufigsten angewendete Mittel zur Feststellung des Kompen-sationszustandes besteht in der Ausführung eines Erdschlußversuches, der bei der Inbetriebnahme der Kompensationseinrichtung vorgenommen wird. Die Messungen dieses Versuches erstrecken sich auf den Erd-schlußstrom selbst sowie auf die Wirk- und Blindkomponente seiner Grundwelle, bezogen auf die Spannung der erdgeschlossenen Phase. Zweckmäßig prüft man auf diese Weise bei der Inbetriebnahme nicht nur das Netz als Ganzes, sondern auch in seinen Teilen, damit bei sich änderndem Schaltzustand des Netzes jeweils die erforderlichen Unterlagen für die Bestimmung des Kompensationszustandes zur Verfügung stehen.

Im Betrieb ergänzt man dies Verfahren in der Regel durch organisa-torische Hilfsmittel, welche bezwecken, die gesamte im Betrieb befind-liche Netzlänge ständig festzustellen und den zugehörigen, zu kompen-sierenden Erdschlußreststrom rechnerisch, jedoch gestützt auf die Mes-sungen der Inbetriebnahme, zu kontrollieren. Solche Hilfsmittel stellen beispielsweise der sog. „Erdschlußpegel“ oder auch die „Erdschluß-

waage“ dar. Auch elektrische Nachbildungen des Kompensationszustandes sind bekannt und angewendet worden.

Bei großen Netzen höherer Spannung, bei welchen, wie schon festgestellt, das Bedürfnis nach hoher Abstimmgenauigkeit auftritt, hat es sich als wünschenswert gezeigt, den Kompensationszustand dauernd im Betrieb meßtechnisch zu kontrollieren. Es ist hierbei auch zu berücksichtigen, daß die Kapazität von Freileitungsnetzen gegen Erde und damit der zu kompensierende Erdschlußstrom im Laufe des Jahres unter anderem infolge wechselnden Durchganges der Leitungen sich merklich ändern. Ein sehr einfaches und zweckmäßiges Verfahren macht davon Gebrauch, daß auch im Normalbetrieb eine kleine Nullpunktspannung gegen Erde auftritt, welche gerade bei genauer Abstimmung am größten wird. Es ist demnach nur notwendig, die Abstimmung der Erdschlußspulen so lange zu verändern, bis die direkt meßbare Nullpunktsspannung im Normalbetrieb ein Maximum wird.

Dieses Verfahren hat sich auch zur Überwachung des Netzes auf sonstige Unregelmäßigkeiten als brauchbar erwiesen. So wurden mit ihm schon Ölschalterdefekte (Kurzschluß bzw. Unterbrechung an Vorstufenwiderständen) festgestellt. Auch jede Änderung im Schaltzustand des Netzes kann am Nullpunktvoltmeter beobachtet werden.

So zweckmäßig dieses Verfahren auch ist, haftet ihm doch ein Nachteil an, der unter Umständen praktische Bedeutung besitzt. Man erhält bei fehlerhafter Abstimmung kein quantitatives Maß für den noch einzusetzenden Spulenstrom. Man muß daher die richtige Einstellung durch Probieren herbeiführen. Von diesem Nachteil ist ein Verfahren frei, dessen Hauptbestandteil unter dem Namen „Kompensometer“ bekannt geworden ist. Dieses Verfahren löst die Aufgabe, die Blindkomponente des resultierenden Leitwertes des System-Nullpunktes gegen Erde im Betrieb zu messen. Sie liefert nämlich, multipliziert mit der Phasenspannung direkt, den fehlenden Spulenstrom. Bei spannungslosem Leitungsnetz könnte diese Größe ohne weiteres durch eine Stromspannungsmessung ermittelt werden. Die tatsächlich verwendete Einrichtung besteht aus einem Kreuzspuleninstrument, dessen Spannungskreis eine Spannung zugeführt wird, welche gleichzeitig an irgendeiner passend gewählten Stelle dem Nullpunkt aufgezwungen wird. Dem Stromkreis des Kreuzspuleninstrumentes wird der dieser Spannung entnommene Strom zugeführt. Das Kreuzspuleninstrument selbst, das Kompensometer, ist so ausgeführt, daß es aus dem ihm zugeführten Strom und der ihm zugeführten Spannung die Blindkomponente des Leitwertes bildet und anzeigt.

#### *bb) Erdschlußanzeige und Erdschlußrelais*

Zur Bekämpfung des Erdschlusses genügen jedoch die Erdschlußlöscheinrichtungen allein nicht. Die Netze müssen außerdem noch mit Einrichtungen versehen werden, die je nach den Netzverhältnissen entweder nur das Auftreten eines Erdschlusses melden, oder die erdgeschlossene Phase kennzeichnen, oder die mit Erdschluß behaftete Teilstrecke anzeigen und evtl. auch kurzfristig selektiv abschalten.

Die *Erdschlußmeldung* ohne Rücksicht auf Phase oder Teilstrecke kann in einfacher Weise durch ein Spannungsrelais erzielt werden, an die Nullpunktsspannung angeschlossen wird und bei Auftreten der Spannung auf ein akustisches oder optisches Signal arbeitet. Dauernden Überwachung der Netzisolation haben sich auch registrierende Spannungsmesser bewährt, die ebenfalls an die Nullpunktsspannung geschlossen werden.

Zur *Kennzeichnung der erdgeschlossenen Phase* dienen drei an den Sternspannungen liegende Voltmeter. Man kommt jedoch mit einem Instrument aus bei Verwendung des Asymmeters. Das Skalensymbol stellt ein gleichseitiges Dreieck dar, der Nullpunkt des Netzes ist durch eine kleine rote Scheibe wiedergegeben. Sie befindet sich bei einwandfreier Isolation des Netzes im Mittelpunkt der Skala und wandert bei einem Erdschluß entsprechend der erdgeschlossenen Phase in eine der Eckpunkte des Dreiecks. Die Verbindung mit einem eindringlichen Signal ist mit der Drei-Voltmeter-Methode und dem Asymmetron nicht möglich. Hierzu kann man drei an den Sternspannungen liegende Spannungsrelais verwenden. Um zu vermeiden, daß bei Kurzschluß oder im abgeschalteten Zustand ein Signal gegeben wird, ist es zweckmäßig, die Kontaktgabe der Relais nicht vom Verschwinden der Spannung der erdgeschlossenen Phase abhängig zu machen, sondern vom Spannungsanstieg der beiden gesunden Phasen. Es ist auch möglich eine akustische und optische Meldung ohne Anwendung von Kontakten zu erzielen. Der bei Erdschluß auftretende Strom zwischen Sternpunkt und Erde dreier in Stern geschalteter Glühlampen erregt eine Hupe. Die gleichzeitige Anzeige der drei Sternspannungen wird durch die Hupenbelastung nicht gefälscht.

Zur *Anzeige der gestörten Teilstrecke* müssen wattmetrische Relais verwendet werden, die in bekannter Weise vom Unsymmetriestrom und der Nullpunktsspannung erregt werden. Bei den kompensierten Netzen darf nicht der Unsymmetriestrom selbst, sondern nur seine Wattkomponente zur Richtungsangabe herangezogen werden. Da dies unter Umständen nur wenige Prozent des Unsymmetriestromes betragen, war die Entwicklung außerordentlich empfindlicher Erdschlußrelais erforderlich. Es wurden Typen entwickelt, deren Ansprechstrom nur einem sekundären Nennstrom von 5 A nur 5 bis 10 mA beträgt.

Die Praxis hat gezeigt, daß es in gelöschten Freileitungsnetzen sehr vorteilhaft ist, nicht nur Dauererdschlüsse selektiv anzuzeigen, sondern auch ganz kurzzeitige Isolationsdurchbrüche, sog. „Wischer“. Diese werden zwar durch die Löscheinrichtung sofort abgelöscht, deuten aber bei wiederholtem Auftreten auf schadhafte Isolation hin, die bei Nichtbeachtung leicht zu Doppelerdschlüssen führen kann. Zur Erfassung der kurzzeitigen Erdschlüsse wurden besondere Relais gebaut, welche Wischer von 1 bis 2 Perioden Dauer signalisieren.

Es ist jedoch bei allen empfindlichen wattmetrischen Erdschlußrelais der Anschluß an sehr genaue Stromwandler unbedingt erforderlich. Ein Ausgleichstrom durch Übersetzungsfehler der parallel geschalteten Stromwandler kann eine Fehlanzeige veranlassen. Es ist wünschenswert,

wert, wenn die für den Erdschlußschutz bestimmten Stromwandler von der Lieferfirma genau abgeglichen werden. Weiterhin ist darauf zu achten, daß nicht kleine kapazitive Unsymmetrien, die trotz der Verdrehung der Freileitungen bestehen können, eine falsche Anzeige der Relais verursachen. Unter Umständen muß in einem solchen Fall die Empfindlichkeit der Relais auf ein für das Ansprechen noch zulässiges Maß herabgesetzt werden. Der Spannungsanschluß kann an der Sekundärwicklung der Löscheinrichtung, an Fünfschenkelwandler oder an offener Dreieckswicklung dreier in Stern geschalteter Spannungswandler erfolgen. Um besondere Spannungswandler zu vermeiden, können in Höchstspannungsnetzen Kondensatordurchführungen zur Gewinnung der Nullpunktsspannung herangezogen werden.

Während die Erdschlußmeldung in gelöschten Freileitungsnetzen angewandt wird, wird die *Abschaltung des Erdschlusses* meistens in unkompenzierten Freileitungsnetzen durchgeführt, vor allem aber auch in Kabelnetzen, selbst dann, wenn sie kompensiert sind, wegen der hier bestehenden Gefahr des Überganges in einen Kurzschluß. Es wurde erkannt, daß bei einem Doppelerdschluß die Erdschlußrelais infolge der hierbei auftretenden Strom- und Spannungsverteilung fehlerhaft arbeiten. Die Erdschlußrelais werden daher in Netzen, in denen sie abschalten, bei Doppelerdschluß — dessen Beseitigung Aufgabe des Kurzschlußschutzes ist — zur Vermeidung von Fehlschaltungen durch eine besondere Zusatzapparatur unwirksam gemacht.

Bei einfachen Netzgebilden — Strahlennetze und Ringnetze — erfolgt die Abschaltung der gestörten Teilstrecke durch die Erdschlußrelais in Verbindung mit fest eingestellten Zeitrelais nach dem Prinzip der Staffelung in bezug auf das gesamte Netz. Bei starker Vermaschung des Netzes ist dieses Verfahren nicht mehr anwendbar. Hierfür wurden gerichtete Erdschlußzeitrelais entwickelt, deren Abschaltzeit umgekehrt proportional der Erdschlußleistung bzw. in Netzen mit freiem Nullpunkt der Erdschlußblindleistung ist. Da diese Leistung in dem mit Erdschluß behafteten Kabel am größten ist, haben die an den beiden Kabelenden liegenden Erdschlußrelais die kürzeste Ablaufzeit und schalten den Fehler selektiv ab. Bei durchgehenden Leitungszügen, die aus mehreren Stationsabschnitten bestehen, ist bei einem Erdschluß die durch die Stationen fließende Erdschlußwirkleistung überall gleich. Auch in diesem Fall kann mit dem Erdschlußzeitrelais durch verschiedene Zeiteinstellung eine selektive Abschaltung erzielt werden.

#### *co) Betriebserfahrungen in Netzen mit Erdschlußkompensation*

Zur Erläuterung der vorstehenden Ausführungen folgen zwei Beispiele über Betriebserfahrungen in Netzen mit Erdschlußkompensation.

Das 110 kV-Freileitungsnetz der Bayernwerk A.-G. hatte Ende 1929 einen Erdschlußstrom von 750 A aufzuweisen. Es ist mit Erdschlußspulen ausgerüstet, die an den 100 kV-seitigen Sternpunkt der Transformatoren angeschlossen und auf die einzelnen Transformatorstationen verteilt sind. Umfangreiche Erdschlußversuche führten zu dem Ergebnis, daß die Verstimmung in der Erdschlußkompensation

höchstens  $\pm 10\%$  betragen darf, wenn der Lichtbogen noch einwandfrei gelöscht werden soll. Bei gut kompensiertem Netz konnte der Erdschlußreststrom auf ca. 50 A, d. h. 6,7% eingeschränkt werden. Die Überwachung des Kompensationszustandes erfolgt mittels Nullpunktspannungsvoltmeters.

Erdschlüsse wurden stets einwandfrei gelöscht, z. B. in  $\frac{1}{2}$  h 17 Wischen. Wiederholt wurde längere Zeit (bis zu 2 h) im Erdschluß gefahren, ohne daß eine Überbeanspruchung der Betriebsmittel stattgefunden hätte. Es war in diesen Fällen immer möglich, durch Umdispositionen in der Energieversorgung Unterbrechungen in der Belieferung der Abnehmer zu vermeiden. Infolge des geringen Reststromes waren auch bei Dauererdschluß die Beschädigungen an der Erdschlußstelle verhältnismäßig gering. Wiederholt konnte festgestellt werden, daß Personen in unmittelbarer Nähe der Erdschlußstelle keinen Schaden erlitten. Es sind sogar in zwei Fällen Personen, die über ihren Körper einen Erdschluß einleiteten, bei verhältnismäßig geringen Verbrennungen mit dem Leben davongekommen.

Die Feststellung der erdgeschlossenen Leitungsstrecke erfolgt durch wattmetrische Erdschlußrelais, die eine Signaleinrichtung betätigen.

Im 30 kV-Netz der Berliner Städtische Elektrizitätswerke A.-G. hat die Kompensation des Erdschlußstromes ebenfalls gute Dienste geleistet. Auch hier sind schon zwei Menschenleben durch sie gerettet worden. Der Erdschlußstrom dieses Netzes einschließlich Reichsbahn betrug im Herbst 1929 2200 A, der Erdschlußreststrom 110 A, d. h. also 5%, wovon 80% Restwirkstrom und 20% Oberwellenstrom sind. Die Erdschlußdrosseln sind an den Nullpunkten der Transformatoren in den Abspannwerken angeschlossen, so daß sie über das ganze Netz verteilt sind.

Überwacht wird dieser Strom durch ein Kompensometer, an dem der Lastverteiler erkennen kann, ob richtig kompensiert ist. Bei Netzen, welche sich sehr rasch entwickeln und welche gerichtete Erdschlußreststromrelais haben, wie das Berliner Netz, ist es nicht nur notwendig, die Kompensation als solche zu überwachen, sondern es hat sich gezeigt, daß man auch die Größe des Reststromes auf einem bestimmten Wert halten muß, der sich nach der Konstruktion der im Netz verwendeten Kabel richtet (bei Gürtelkabeln geht der Erdschluß schneller in Kurzschluß über als bei H- und S-Kabeln), damit die Selektivität der Erdschlußstromrelais durch Verkürzung ihrer Ausschaltzeiten nicht gestört wird. Man erreicht diese Begrenzung des Reststromes dadurch, daß man im Falle des Erdschlusses in die erdgeschlossene Phase eine EMK einführt, die der EMK der erdgeschlossenen Phase um  $90^\circ$  nachsteilt. Diese Anordnung kann zentral aufgestellt oder über das Netz verteilt werden.

### BB. Kurzschluß-Schutz

Beim Kurzschlußschutz der Übertragungsanlagen insbesondere der Hoch- und Höchstspannungsnetze führte der moderne Netzbetrieb eine Abkehr von den früher verbreiteten Schutzprinzipien, dem Überstrom

anlauf und der fest eingestellten Zeitstaffelung hintereinanderliegender Relaissätze herbei. Unterliegen doch bei dem in weiten Grenzen schwankenden Energiefluß der Schaltzustand des Netzes und auch die Höhe des Maschineneinsatzes während des Betriebes weitgehenden Veränderungen, so daß das bisher verwendete Kriterium für eine Störung, der Überstrom, überhaupt nicht mehr eindeutig definiert ist. Überdies wird infolge der engen Vermaschung der Übertragungs- und Speiseleitungen sowie durch den wahlweisen Einsatz von Kraftquellen an den verschiedensten Knotenpunkten entweder überhaupt keine eindeutige Staffelung von Zeitrelais mehr möglich, oder aber sie würde zu unerträglich langen Auslösezeiten führen. Für alle diese Fälle, in denen die vordem bekannten Schutzprinzipien versagen, wurde der Distanzschutz geschaffen. Nachdem heute allem Anschein nach in der Entwicklung des Distanzschutzes ein gewisser Abschluß erreicht ist, soll in den folgenden Seiten ein kurzer Überblick über Anforderungen, Grundprinzipien, Ausführungen, Einbau, Betriebserfahrungen und Grenzen des Distanzschutzes gegeben werden.

#### *aa) Anforderungen*

Die Aufgabe des Distanzschutzes ist, fehlerbehaftete Netzteile im Störfalle herauszutrennen und durch Beschränkung auf eine Mindestzahl von Ölschalterauslösungen eine Stromunterbrechung für alle Teile des Versorgungsgebietes möglichst zu vermeiden. Dazu ist notwendig:

1. Eindeutiges Ansprechen des Schutzsystems im Kurzschlußfall, jedoch nicht etwa auch im Falle einer betriebsmäßigen Überlastung.
2. Staffelung der Auslösezeiten der in der Strömungsrichtung der Kurzschlußleistung hintereinanderliegenden Relais derart, daß sicher nur der der Störungsstelle zunächstliegende Ölschalter geöffnet wird.
3. Zur Beschränkung der Zerstörungen im Fehlerort und zur Verhütung eines Weiterumsichgreifens der Störung durch Auseinanderlaufen des Synchronbetriebes oder durch den Abfall von Asynchrontriebmotoren infolge Spannungssenkung ist angespannte Kürzung der Störungsdauer notwendig; die Staffelung muß bis an die Grenze der Ölschalter-Eigenausschaltzeit heruntergedrückt werden.
4. Ansprechen und Zeitstaffelung müssen unabhängig sein vom Schaltungs- und Belastungszustand des Netzes; der Kurzschlußstrom schwankt je nach Netzzustand und Kurzschlußort sehr stark und kann bei Schwachlastbetrieb und Kapazitätserregung der Generatoren die im Normalbetrieb vorhandene Belastungsstromstärke unterschreiten.
5. Die unsicheren und zeitlich instabilen Verhältnisse in der Fehlerstelle selbst dürfen keine Auswirkung auf den Schutz zur Folge haben. Lichtbogenwiderstände, auch die bei Vorgängen über Erde auftretenden Übergangswiderstände seien hier genannt.
6. Drei- und zweipoliger Kurzschluß, auch einpoliger bei geerdeten Netzen, müssen in gleicher Weise erfaßt werden. Beim Doppelerdschluß muß auch bei größter Entfernung der beiden Erdschluß-



- stellen die Selektivität gewahrt bleiben. Eine besondere Behandlung des Doppelerdschlusses wird später noch besprochen.
7. Die Meldung seines Wirkens durch Kennzeichnung der Auslösung und durch Angabe der Auslösezeit werden vom Distanzschutz wie von jeder modernen Schutzeinrichtung gewünscht.
  8. Zum Vorteil gegenüber allen Differentialschutzsystemen soll eine Reservestellung von mehreren im Kurzschlußkreis hintereinanderliegenden Ölschaltern vorhanden sein.
  9. Mit Rücksicht auf die Meßwandler ist bei größter Betriebstüchtigkeit geringster Leistungsbedarf einzuhalten.

#### *bb) Grundprinzipien*

Die distanzgetreue Staffelung der Auslösezeit des Relais wird bekanntlich durch Messung des Schweinwiderstandes ( $U/J$ ) zwischen Relaisort und Fehlerort gewonnen. Abgesehen davon, daß durch Benützung neuer Meßprinzipien erhebliche Verbesserungen erzielt werden konnten, führte die Berücksichtigung der obengenannten Anforderungen zur Weiterentwicklung.

Die im Fehlerort selbst auftretenden Vorgänge bringen nur zusätzlichen Ohmschen Widerstand in die Kurzschlußbahn herein, dessen überaus große Unstetigkeit die dem Scheinwiderstandsprinzip zugrunde liegende Meßgröße während der Ablaufzeit des Distanzrelais erheblichen Änderungen unterwirft und dadurch außer der notwendig folgenden Zeitenverlängerung die Selektivität gefährdet. Abhilfe schaffte die Unterdrückung des Ohmschen Widerstandes. Das Zeiteinstellwerk des

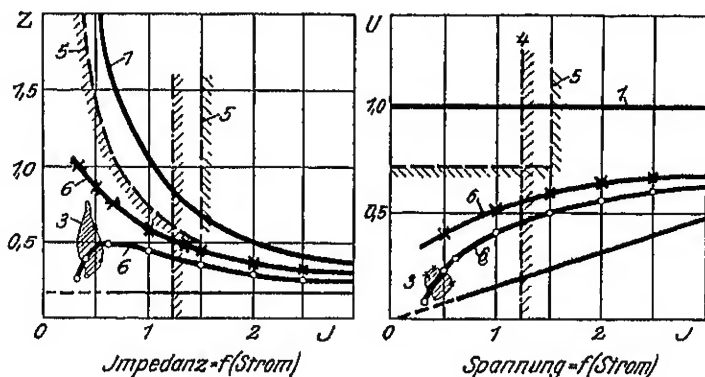
Distanzrelais mißt dann nur den Blindwiderstand  $\frac{U \cdot \sin \varphi}{J}$  (Reaktanzablauf).

Für andere Netzcharakteristiken wiederum muß und kann der Ohmsche Widerstand verstärkt zugezogen werden, insbesondere für Kabelnetze, wo nur kleine Widerstände im Fehlerort auftreten und der Blindwiderstand der Leitung zu niedrige Werte gibt. Beim Kabelnetz-distanzschutz darf außerdem durch die Einschaltung von Strombegrenzungs-drosseln keine Störung entstehen.

Die Überlagerung von Oberschwingungen beliebig hoher Frequenz in der Kurzschlußspannung muß durch geeignete Wahl des Meßprinzips ohne Einfluß auf das Arbeiten der Relais gemacht werden.

Um der Forderung 4 weitgehendster Unabhängigkeit vom Zustand des Netzes zu genügen, muß Ansprechen, Zeiteinstellung und Ablauf unabhängig von der Größe des Kurzschlußstromes sein. Die entwickelten Meßwerke suchen hinsichtlich der Zeitkennlinie diese Forderung möglichst vollkommen zu erfüllen und halten auch den durch den weiten Strombereich bedingten thermischen und mechanischen Beanspruchungen stand. Unabhängigkeit der Charakteristik konnte bis zum Stromgrenzverhältnis 1:60 erreicht werden. Die minimale Arbeitsstromstärke mußte für den Höchstspannungsnetzschutz auf  $\frac{1}{3}$  bis  $\frac{1}{6}$  des normalen Stromes heruntergesetzt werden. Für das Ansprechsystm bedingte dies die Abkehr von Maximalanlauf und erheischte eine Bei-

ziehung der auftretenden Spannungsabsenkung, was z. B. durch zusätzliche Unterspannungsauslösung geschah. Die volle Loslösung von der zufälligen Stromhöhe war möglich durch Benutzung des Verhaltens des Scheinwiderstandes als Ansprechkriterium. Der Scheinwiderstand ist im Normalbetrieb gleich dem Quotienten aus Betriebsspannung und jeweiligem Belastungsstrom ( $\frac{U}{J}$ ); im Kurzschluß bricht seine Größe zusammen und ist zunächst durch die Fehlerortsentfernung bestimmt. Mit Rücksicht auf die Lichtbogenwiderstände wird die Charakteristik des Scheinwiderstandansprechorgans in besonderer Weise stromabhängig gemacht (Abb. 4). Man erhält derartige Charakteristiken (Kurve 6) durch Hintereinanderschaltung der Kontakte von getrennten



Kurve 1: Betrieb bei Normalspannung. Kurve 2: Kurzschlußstrecke (z. B. 80 km). Kurve 3: Lichtbögen. Kurve 4: Überstromanlauf. Kurve 5: Überstrom- und Unterspannungsanlauf. Kurve 6: Impedanzanlauf (0 Anlauf,  $\times$  Rückfall). Die Impedanz als Ansprechkriterium.

Abb. 4.

Strom- und Spannungsmagneten oder aber direkt mittels eines Scheinwiderstandsmessers.

Die Schwierigkeit einwandfreien Richtungsunterschiedes auch bei Klemmenkurzschlüssen wird noch zu besprechen sein. Um die beim Überslag vorhandene Lichtbogenrestspannung auszunutzen zu können, muß die Ohmsche Spannungskomponente entweder allein ausgewertet oder zum mindesten mit beigezogen werden. Hierfür standen bereits hochwertige Energierichtungsrelais zur Verfügung; zum Teil wurden solche neu entwickelt bzw. dank geeigneter Eigenschaften des Zeiteinstellwerkes gewonnen.

Insbesondere für Höchstspannungsanlagen mit Einleiter-Durchführungs-Stromwandlern trennte man zur Verminderung der Wandlerbelastung unter gleichzeitiger Erzielung guter mechanischer und kinematischer Eigenschaften das Triebwerk von den Meßorganen und benützt entweder Hilfsgleichstrom oder die in einer Feder aufgespeicherte mechanische Antriebskraft.

Gleichlaufend mit der Anwendung des Distanzschutzes änderten sich die Anforderungen an die Meßwandler. Verlangte man bisher mit Rücksicht auf die Meß- und Zahlgenauigkeit beim Stromwandler kleine Übersetzungs- und Winkelfehler im Gebiet zwischen 10 und 100 % des normalen Stromes, so interessiert beim Anschluß von Distanzrelais der ganze Bereich der möglichen Kurzschlußstromstärke, je nach den Netzen zwischen dem 0,2- und 15fachen des Nennstromes. Insbesondere beim Blindwiderstandsrelais gewann der Winkelfehler der Stromwandler Bedeutung. Doch gerade beim Höchstspannungsnetzschutz mußte man mit vorhandenen Durchführungs-Stromwandlern auskommen. Dies gelang mit bestem Erfolg dank des geringen Verbrauches im Relaisstrompfad, obwohl hierbei noch die widerstrebende Forderung der weit unterhalb des Normalstromes liegenden unteren Arbeitsgrenze bestand. Die Wahl der Wandlerübersetzungsverhältnisse sucht man innerhalb eines Netzes möglichst gleichbleibend zu treffen. Trotzdem soll man bei der Auslegung der Relais mit Rücksicht auf die Längen- und Querschnittunterschiede der einzelnen Teilstrecken die Möglichkeit haben, die Kennlinien der Relais zu ändern.

Erwähnenswert ist, daß außer dem stetigen Verlauf der Zeitkennlinie in Abhängigkeit von der Fehlerentfernung, deren Idealform die Gerade ist, auch eine stufige Ablaufcharakteristik Einführung fand, welche die Entfernung nach drei festen Stufen unterscheidet und dementsprechend drei Zeitstufen einstellen kann.

Die Verschiedenartigkeit der Netzcharakteristik und die Vielgestaltigkeit der Störungserscheinungen berechtigt, das Anwendungsgebiet des Distanzschutzes in drei Hauptgruppen einzuteilen, für welche zusammenfassend folgende Hauptgesichtspunkte zu betonen sind:

1. *Höchstspannungsfreileitungen.* Geringe Minimalkurzschlußströme verlangen Verwendung der Scheinwiderstandsanregung; störendes Auftreten hoher Lichtbogenwiderstände bedingt Blindwiderstandszeitstaffelung; der Verbrauch im Strompfad muß wegen der beschränkten Wandlerleistungsfähigkeit gedrückt sein.

2. *Hochspannungskabelnetze.* Hohe Richtungsempfindlichkeit; große Kurzschlußströme erlauben fast immer Anwendung des Überstromanlaufs, heben aber die Notwendigkeit einer vom Strom unabhängigen Zeitstaffelung hervor; geringer Blindwiderstand der Leitungskurzschlußbahn erheischt die Beiziehung des Ohmschen Widerstandes zur Staffelung; starke Vermaschung des Netzes verlangt hohe Meßgenauigkeit bei knappsten Zeiten, wozu auch die geringe thermische Überlastbarkeit der Kabel im Gegensatz zu den Freileitungen zwingt. Bei Anwendung von den Kurzschlußstrom begrenzenden Drosselspulen ist die Phasenverschiebung zwischen Kurzschlußspannung und -strom je nach der Stelle des Kurzschlusses veränderlich; der Phasenwinkel kann zwischen  $15^\circ$  und  $90^\circ$  liegen.

3. *Mittelspannungsfreileitungen* liegen zwischen den beiden vorerwähnten Gebieten. Für die Anregung ist Maximalanlauf oder Scheinwiderstandsanregung zu erwägen; für den Ablauf erscheint der Scheinwiderstand bevorzugt, wenn nicht besondere Verhältnisse Betonung des

Blindwiderstandes verlangen; vielfach wird der Wunsch nach Stromwandlerauslösung die Anwendung hierfür geeigneter Kontakteinrichtungen ermöglichen.

### cc) Relaisysteme

Die verschiedenen Konstruktionen benützen unterschiedliche Meßgrundlagen.

Eine Relaisausführung nimmt die thermische Stromwirkung zu Hilfe; ein Bimetallstreifen bewegt die Auslöschneide mit vom Stromquadrat gesteuerter Geschwindigkeit gegen eine den Schneidenweg einstellende Voltmeterkurvenscheibe.

Mit Ferarissystem arbeitet ein Distanzrelais, bei welchem dank geeigneter Anordnung und Ausbildung der Triebkerne das Drehmoment der Scheibe einem beweglichen Kontakt eine dem Quotienten

$$\frac{U \cdot J \cos(\varphi - \alpha)}{U^2}$$

proportionale Geschwindigkeit erteilt.

Eine neuere Ausführungsform weist eine interessante Abwägung des Drehmomentes ( $UJ \cos(\varphi - \alpha)$ ) einer Scheibe gegen das  $U^2$ -Drehmoment eines Ankors mit Hilfe eines mit stetiger Geschwindigkeit vergrößerten Hebelarmes für das erstgenannte Moment auf.

Ein Impedanzrelais schaltet Spannungs- und Stromtriebmoment zwecks Quotientenbildung dadurch gegeneinander, daß die Triebkerne auf je eine Hälfte der zur Aufhebung der Verkettung geschlitzten Ferarisscheibe arbeiten; die Randformen der Scheibenhälften regeln die Impedanzzeitcharakteristik ein. Ein Gleichstromtrieb bewegt im Kurzschlußfalle den Kontakt gegen einen von der Ferarisscheibe eingestellten Gegenkontakt.

Dynamometrische Meßwerke benützen zwei Relais, die insbesondere auch als Reaktanzrelais Bedeutung gewannen. Das eine davon besitzt auf einer Achse ein ( $J^2$ )- und ein dagegen wirkendes ( $U \cdot J \cdot \sin \varphi$ )-System und vergleicht die Größe des Blindwiderstandes mit einem bestimmten Kippwert. Hierbei werden Gleichstromhilfskreise gesteuert, welche über ein Zeitstufenrelais die oben erwähnte Stufencharakteristik ergeben. Die Richtungsunterscheidung geschieht mittels eines höchstempfindlichen dreipoligen Richtungsrelais.

Bei einem Relais fand auch ein direktes Quotientenmeßwerk Anwendung, ein dynamometrisches Kreuzspulensystem, bei dem durch Führung und Umlenkung des Flusses in einem lamellierten Flügelerker bewegliche Spulen vermieden sind. Der Anker trägt eine Kurvenscheibe, welche den Auslöseweg einer vom Federantrieb mit konstanter Geschwindigkeit bewegten Schneide einstellt. Durch Abgleichung des Spannungspfadcs wird der Blindwiderstand, der Wirkwiderstand oder die Scheinwiderstandskomponente unter einem anderen geeigneten Winkel gemessen. Das Kreuzspulenwerk unterscheidet gleichzeitig die Richtung, wobei zur Erhöhung der Empfindlichkeit durch kurzzeitiges Schließen eines Hilfskontaktes die Spannung an den Kreuz-

spulen erhöht und gleichzeitig ihre Phasenlage zwecks Miterfassung der Lichtbogenrestspannung gedreht wird.

Die Anregungsglieder der beiden letzten Relaisstypen geben Scheinwiderstandsanlauf.

#### *dd) Einbau im Drehstromnetz*

Um unabhängig von der Zahl der vom Kurzschluß betroffenen Pole zu sein, werden zur Erfassung der richtigen Fehlerimpedanz und der Energierichtung i. a. Umschaltungen der Relaisspannungen vorgenommen. Hierfür nützt man entweder die Tatsache aus, daß nicht die Relais aller drei Pole ansprechen, oder es wird mittels besonderer Spannungsvergleichrelais das System der drei verketteten Spannungen abgewogen. Die letztere Schaltung ermöglicht auch die Anwendung eines nur zweipoligen Relaissatzes mit voller Wirksamkeit im Drehstromnetz. Eine andere Ausführung schließt an die verketteten Spannungen und an die in Dreiecksschaltung der Stromwandler verketteten Ströme an, um den Belastungsreststrom beim zweipoligen Kurzschluß auszuschneiden. Im Doppelerdschluß, der durch Relais festgestellt wird, die die Summe der drei Leiterströme oder die Sternpunktsspannung gegen Erde messen, erreichen einige Schutzschaltungen, daß nur eine Erdschlußstelle selektiv abgeschaltet wird. Dadurch kann im erdschlußkompensierten Freileitungsnetz die Zahl der Stromunterbrechungen erheblich eingeschränkt werden.

#### *ee) Grenzen des Distanzschutzes*

Die Grenzen für die Anwendbarkeit des Distanzschutzes sind im Prinzip durch die unteren Grenzwerte gegeben, welche einerseits für die sichere Richtungs Auswahl, anderseits für die eindeutige Unterscheidung der Staffelung hintereinanderliegender Relais notwendig sind. Der erstere Punkt spielt die geringere Rolle, da in der Regel auch in Kabelnetzen beim Lichtbogenkurzschluß die bleibenden Restspannungen noch ausreichen, um hochwertigen Energierichtungsorganen sauberes Arbeiten zu ermöglichen. Dagegen trifft man in den Verteilungsnetzen größerer Städte derart kurze Leitungsabschnitte, daß selbst bei möglichst steiler Zeitscheinwiderstandslinie die erreichbare Staffelzeit zu klein wird, wenn nicht Kurzschlußbegrenzungsdröseln eingebaut sind. Zurückgedrängt wird die hierdurch gegebene Grenze gewöhnlich dadurch, daß das Scheinwiderstandsübersetzungsverhältnis<sup>1</sup> infolge hoher Nennprimärströme und verhältnismäßig niederer Primärspannung klein wird, wodurch der sekundärseitige Scheinwiderstand, d. i. der Meßwert der Relais, vergrößert wird.

Interessante Aufgaben sind der Projektierung gestellt, wenn Fernversorgungsleitungen an ihrem Ende durch mehrere, in knappen Abständen benachbarte Abspannwerke geführt sind, so daß große Streckenunterschiede (etwa 15:1 oder mehr) bestehen. Aber auch hier lassen

<sup>1</sup> D. i. der Quotient  $\frac{U}{J}$  aus der auf der Primärseite von Spannungs- und Stromwandler bestehenden Impedanz  $\frac{U}{J}$  zu der auf deren Sekundärseite gemessenen Impedanz  $\frac{u}{j}$ ;  $\frac{U}{J} = \frac{U}{J} \cdot \frac{j}{u} = \frac{U}{u} \cdot \frac{j}{J}$   
= Spannungswandler - zu Stromwandlerübersetzungsverhältnis.

sich sichere und durch kurze Abschaltzeiten zufriedenstellende Lösungen finden, vor allem wenn das Distanzrelais noch eine beliebig, aber fest einzustellende Grundzeit dem distanzgetreuen Ablauf vorzuschalten gestattet.

#### *ff) Betriebserfahrungen*

Man hat Netze verschiedener Spannung und verschiedener Art seit längerer Zeit mit gutem Erfolg durch Distanzrelais geschützt. An verschiedenen Stellen wurden besondere Versuche zur Festlegung der Kurzschlußeigenschaften der Netze und der verwendeten Relais mit interessanten Ergebnissen durchgeführt. Es sei dieserhalb auf das Literaturverzeichnis verwiesen.

#### CC. Fehlerortsbestimmung an Freileitungen

Nach Abschalten einer gestörten Leitungsstrecke muß zur Behebung der Störung Fehlerort und Fehlerart festgestellt werden. Da die für Kabelnetze zur Fehlerortmessung seit langem bekannten Kabelmeßbrücken — Widerstandsmessung mit Gleichstrom — nicht ohne weiteres für Freileitungen verwendet werden können, begnügte man sich lange Zeit damit, zur Feststellung des Fehlerortes die gestörte Leitungsstrecke abgehen zu lassen. Hierbei geht jedoch, zumal mit zunehmender Länge der Leitungsabschnitte, unter Umständen viel kostbare Zeit verloren. Es ergab sich so das Bedürfnis nach einer Meßeinrichtung, die es ermöglicht, durch verhältnismäßig ungeschultes Personal die Fehlerstelle auf einer Leitung auf einige km genau festzulegen.

Indirekte Fehler, die nur bei Betriebsspannung vorhanden sind, können lediglich durch Messung von momentanem Betriebsstrom und der zugehörigen Betriebsspannung erfaßt werden. Bei Kurzschluß läßt die Abschaltzeit der Distanzrelais auf die Fehlerentfernung schließen, jedoch kann von dieser Methode keine große Genauigkeit erwartet werden, zumal man immer mehr bestrebt ist, die Abschaltzeit so klein wie möglich zu machen. Bei Erdschlüssen ist es, abgesehen von Netzen mit starrer Erdung, bisher nur möglich, mit Relais den Fehlerort auf einen Leitungsabschnitt einzugrenzen.

Direkte Isolationsfehler können mit und ohne Leiterbruch auftreten. Zur genauen Ausmessung des Fehlerortes ist Unabhängigkeit der Messung vom Übergangswiderstand der Fehlerstelle und vom Einfluß induzierter Ströme benachbarter Leitungen unbedingt erforderlich. Diese Bedingungen werden von einer neuerdings entwickelten Widerstandsmeßmethode mit niederfrequentem Wechselstrom weitgehend erfüllt. Ihr Prinzip ist, die Blindwiderstände bzw. die Leitwerte der defekten, beiderseitig vom Netz abgetrennten Strecke zu messen. Da diese Werte im Kurzschlußfall bzw. Leerlauf bei Leiterbruch proportional der Fehlerentfernung sind, ist der Fehlerort bei Kenntnis der Leitungskonstanten leicht aus den Meßwerten zu bestimmen. Als Meßgeräte können direkt zeigende umschaltbare Quotientenmeßgeräte benutzt werden, jedoch hat es sich im Laufe der Entwicklung für wesentlich vorteilhafter erwiesen, für diese Zwecke eine Meßbrücke mit

wattmetrischem Nullinstrument zu verwenden, da hierbei keinerlei Umschaltung von Meßbereichen notwendig ist, wodurch die Meßbrücke auch vom Schaltpersonal leicht bedienbar ist. Durch Anwendung einer betriebsfremden Meßfrequenz von 100 Hz und Benutzung einer selektiven Siebkette werden Einflüsse paralleler im Betrieb befindlicher Leitungen praktisch ausgeschaltet. Es ist daher auch möglich, eine Messung bei einer Doppelleitung auszuführen, bei der noch ein System auf dem gleichen Gestänge im Betrieb ist.

### *c. Überwachung der Schutzeinrichtungen*

Die Bedeutung, die den Schutzeinrichtungen für die Beherrschung des Energieflusses zukommt, macht es erforderlich, ihre dauernde Arbeitsbereitschaft zu überwachen und ihr Arbeiten bei Störungen im Netz zu kontrollieren. Dies wurde leider nicht überall erkannt, und sicher ist eine große Zahl von Schutzversagern der früheren Jahre der Nichtbeachtung dieser Forderung zuzuschreiben.

Zur Sicherstellung einer dauernden Arbeitsbereitschaft sind die Relais selbst sowie die zugehörigen Schaltungsverbindungen und der Auslösestromkreis innerhalb bestimmter Zeiträume und nach jedesmaligem Ansprechen zu kontrollieren. Prüfeinrichtungen, die die Durchführung dieser Maßnahme mit ungeschultem Personal ohne Betriebsunterbrechung gestatten, sind vorhanden. Außerdem hat die dauernde Überwachung der Strom- und Spannungspfade sowie der Gleichstromkreise sich bestens bewährt.

## **2. Bekämpfung der Gefährdung der Netze durch Überspannungen**

Die Hauptursachen für das Auftreten von Überspannungen in Leitungsnetzen sind atmosphärische Störungen und Schaltvorgänge (s. Ber. Nr. 24 Prof. *Matthias*, Gewitterforschung und Blitzschutz). Um schädliche Wirkungen zu bekämpfen, kann man entweder vorbeugende Maßnahmen treffen, durch die der Höhe der entstandenen Überspannungen von vornherein entgegengewirkt wird, oder Maßnahmen, um schädliche Auswirkungen einmal entstandener Überspannungen auf Netz und Apparate einzuschränken.

### *a. Vorbeugende Maßnahmen*

Die wichtigsten hierher gehörenden Hilfsmittel sind: geeignete Ausbildung des Mastbildes, die Anwendung von Erdseilen, die sorgfältige Erdung der Maste und die Anordnung von Vorstufenwiderständen in den Leitungsschaltern. Unter ihnen sind das Erdseil und der Vorstufenwiderstand in der letzten Zeit Gegenstand lebhafter technischer Diskussionen gewesen.

Was zunächst den *Schutzwert der Erdseile* betrifft, so fallen nach dem heutigen Stande der Theorie dem Erdseil mehrere Aufgaben zu. Als solche sind zu erwähnen: Verringerung des Stromanteils der über den mit Erdschluß behafteten Mast nach Erde übertritt, Verringerung der auf den spannungsführenden Leitern frei werdenden Ladung bei Zusammen-

bruch des Gewitterfoldes, Erhöhung der Erdkapazität dieser Leiter und im Zusammenhang damit Verringerung der der frei werdenden Ladung entsprechenden Spannungen.

Vergleichbare Erfahrungen über höhere Gefährdung erdschlossener Strecken unter sonst gleichen Betriebsbedingungen liegen nicht in einem solchen Umfang vor, daß sie zu einer einheitlichen Stellungnahme bezüglich des Erdseiles geführt haben. Verschiedentlich neigt man dazu, in der Nähe der Stationen die Zahl der Erdseile zu erhöhen. Freileitungen mit Holzmasten werden vorwiegend ohne Erdseile betrieben.

Das *Schalten über Vorstufenwiderstände* bezweckt eine günstige Beeinflussung nachstehender Erscheinungen:

- a. Transformatoren: Einschaltstromstoß, Abschalten leerlaufender Transformatoren.
- b. Leitungen: Einschaltvorgang, Abschalten leerlaufender Leitungen.

Außerdem kann der Vorstufenwiderstand auch noch beim Einschaltvorgang der Hochspannungsmotoren Bedeutung besitzen.

Die Gründe, aus denen in Deutschland der Vorstufenschalter vielfach Verwendung gefunden hat, stehen mit den ersterwähnten Gesichtspunkten in Zusammenhang. Der Einschaltstromstoß der Transformatoren spielt nur eine Rolle bei hochgesättigten Transformatoren in empfindlichen Netzen und braucht daher gewöhnlich nicht beachtet zu werden. Die übrigen Gesichtspunkte betreffen die Herabsetzung schädlicher Überspannungsbeanspruchungen im Netz und in den angeschlossenen Apparaten. Bei der Anwendung von Vorstufenschaltern ging man nicht nur vom Schutz der angeschlossenen Anlage gegen zu hohe Spannungen, sondern auch von der Schonung derselben gegen allzu häufige Spannungsbeanspruchungen, also der Erzielung einer langen Lebensdauer der angeschlossenen Apparate aus.

Beim *Abschalten leerlaufender Transformatoren* können beträchtliche Überspannungen bis etwa zur 3,5fachen Betriebsspannung entstehen. Sie werden durch den Vorstufenwiderstand herabgemindert. Allerdings kann auch der Vorstufenwiderstand im allgemeinen keine zureichende Abhilfe gewährleisten, vorausgesetzt, daß man einen ausreichenden Schutzwert erst bei einer Herabsetzung der Überspannung auf die Höhe der Prüfspannung der Anlage als gegeben ansieht.

Beim *Einschalten einer Hochspannungsleitung* erzielt man unter derselben Voraussetzung über den Schutzwert nur beim Einschalten von Kabelstrecken und Freileitungen bescheidener Länge einen wesentlichen Erfolg.

Beim *Abschalten von Hochspannungsleitungen* treten bei einigermaßen hoher Schaltgeschwindigkeit Überspannungen auf, die im allgemeinen nicht unbeträchtlich unterhalb der dreifachen verketteten Spannung liegen, so daß die Schutzwirkung des Vorstufenwiderstandes im allgemeinen als entbehrlich erscheint. Die modernen Druckgashochleistungsschalter vollends werden grundsätzlich ohne Vorstufenwiderstände ausgeführt, da bei ihnen eine so rasche Entionisierung der Schaltstrecke



erfolgt, daß bereits nach der ersten Unterbrechung keine Rückzündung mehr eintreten kann. Die Abtrennung der Leitung von der Stromquelle erfolgt hier also überspannungsfrei.

Die *Erfahrungen mit Vorstufenschaltern* in Deutschland sind gute gewesen. Es hat sich aber gezeigt, daß, falls der Ölschalter infolge eines Schadens auf dem Vorkontakt stehenbleibt, durch Erhitzung des Vorstufenwiderstandes in Verbindung mit dem Öl des Schalters eine völlige Zerstörung des Schalters eintreten kann. Diese Tatsache in Verbindung mit der erwähnten Beurteilung des Schutzwertes hat in Deutschland dazu geführt, die Anwendung des Vorstufenschalters zu beschränken.

Er wird heute in Deutschland besonders noch dort angewandt, wo durch die Verkuppelung der Netze moderne und ältere Anlagen zusammengeschaltet werden und bei der Einrichtung der neuen Anlage auf den verhältnismäßig geringeren Isolationszustand der älteren Anlageteile Rücksicht genommen werden muß. Hierbei tritt der bereits oben erwähnte Gesichtspunkt der Schonung dieser Anlagen gegen die zermürbende Wirkung der im Netz in großer Zahl auftretenden Überspannungen und damit die Erhaltung einer hohen Lebensdauer dieser Anlagen hervor.

Kann man nach Obigem im allgemeinen sagen, daß die Anwendung des Vorstufenschalters als Schutz moderner Anlageteile gegen die Höhe der Überspannungen als entbehrlich bezeichnet werden kann, so läßt sich die Frage, ob eine hohe Zahl derartiger, wenn auch verhältnismäßig niedriger Beanspruchungen eine geringere Lebensdauer der angeschlossenen Apparate bedingt, heute noch nicht übersehen. Die in der Zwischenzeit geschaffenen Methoden zur Messung und Aufzeichnung von Überspannungsvorgängen im Netz werden im weiteren Verlauf dazu beitragen, diese Frage einer Klärung zuzuführen.

#### *b. Mittel zum Unschädlichmachen der in das Netz eingedrungenen Überspannungen*

##### AA. Neue Überspannungsableiter

Bei einem brauchbaren Überspannungsableiter sollte die Absenkung der einfallenden Wellen so weit getrieben werden, daß durch die verbleibende Beanspruchung die für die Prüfung mit 50 periodigem Wechselstrom vorgeschriebene Prüfspannung nicht überschritten wird. In diesem Falle besteht für die kurzzeitigen Spannungstöße, vor denen die Anlage durch den Überspannungsableiter zu schützen ist, noch eine ausreichende Sicherheit, da für diese Erscheinungen infolge des Impulsverhältnisses eine etwa 80prozentige Überschreitung der erwähnten Prüfspannung erforderlich ist, um einen Überschlag an dem betroffenen Apparat hervorzurufen. Je höher die Überspannung, desto energischer muß die Reduktion der Spannungswelle erfolgen, desto höher muß also das Ableitungsvermögen der Schutzeinrichtung liegen. Man wird dadurch auf das Prinzip des Ableiters mit spannungsabhängigem Widerstand geführt, dessen Vorteil auch darin liegt, daß er nach dem Verschwinden der Überspannung dem nachfolgenden Maschinenstrom einen sehr hohen

Widerstand entgegengesetzt. Damit ist eine geringe thermische Belastung erreicht, ebenso werden günstige Unterbrechungsverhältnisse an der Vorschaltfunkenstrecke geschaffen.

Als geeignetes Widerstandsmaterial haben sich Ocelitstäbe erwiesen, die unter Hochspannung die verlangte Spannungsabhängigkeit in sehr ausgeprägter und wohldefinierter Art aufweisen. Ein Ocelitstab, der unter der einfachen verketteten Betriebsspannung nur wenige Ampere aufnimmt, läßt unter der 3,5fachen verketteten Spannung bereits gegen 1000 A durch. Dieses Verhalten ist praktisch trägheitsfrei und dementsprechend für einen Überspannungsableiter ohne weiteres verwertbar. Um die an sich günstigen Unterbrechungsverhältnisse noch weiter zu sichern, hat bei der nach diesem Prinzip arbeitenden Ausführung auch die Funkenstrecke eine besondere Ausbildung erfahren. Sie ist als Mehrfach-Plattenfunkenstrecke durchgebildet, welche beim ersten Nulldurchgang des der Entladung nachfolgenden Maschinenstromes den Lichtbogen durch die Unterteilung und gute Abkühlung endgültig unterbricht. Der Apparat ist ölfrei.

Neben der hier beschriebenen Type hat sich die Aufmerksamkeit der Betriebe auch den sog. Ventilableitern zugewendet, deren verhältnismäßig hoch liegende Ansprechspannungen aber bisher ein Hindernis für die Einführung in deutsche Betriebe gewesen war. Die neue Ausführungsform der Ventilableiter (Kathoden-Ableiter) ist imstande, unterhalb der vorgeschriebenen Prüfspannung bereits derartig starke Ströme abzuleiten, daß Überspannungen ausreichend abgesenkt werden.

#### BB. Ein neuer Weg zur Verflachung steiler Wanderwellenstirnen

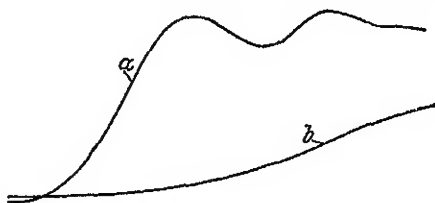
Während die bisher beschriebenen Apparate den Zweck haben, die Höhe der Wanderwellen zu begrenzen, also die Rolle eines Sicherheitsventils zu übernehmen, dient die nachstehende Anordnung dazu, steile



Abb. 5.

Wellenstirnen, die die Windungsisolation gefährden können, zu verflachen. Hierzu wurden bisher Drosselspulen und Kondensatoren verwendet. Ein neuer Weg wird beschritten mit dem Widerstandsschutz (D.R.P. Nr. 425755; siehe auch Literaturverzeichnis), bei dem in geeigneter Kombination verschiedene Punkte ein und desselben Leitungsstranges durch Wirkwiderstände überbrückt werden, wie es z. B. in Abb. 5 dargestellt wird. Die Apparatur bringt keinerlei zusätzliche Induktivität oder Kapazität in das zu schützende System und schaltet so jede Möglichkeit für das Entstehen von Schwingungen, sei es in der Schutzanordnung selbst oder auch zusammen mit anderen Instrumenten von vornherein aus. Ihre Wirkungsweise beruht darauf, daß durch die Widerstände einzelne Teilwellen von geringer Steilheit abgespalten und mit zeitlicher Versetzung der Hauptleitung wieder zugeführt werden,

so daß nach Wiederaufbau der Stirn eine Verbreiterung und damit eine Verflachung in Erscheinung treten muß. Gleichzeitig wird durch den Widerstand der Wanderwelle Energie entzogen und in ihm vernichtet. Abb. 6 veranschaulicht die Wirkung des Widerstandsschutzes an Hand von Aufnahmen mit dem Kathodenstrahl-Oszillographen.



$a$  = Wanderwelle in ihrer ursprünglichen Form und Steilheit,  $b$  = dieselbe Welle nach Durchlaufen des Widerstandsschutzes.

Abb. 6.

Wird in eine Freileitung mit angehängtem Schwingungskreis der Widerstandsschutz eingeschaltet, so unterdrückt er nicht nur das Aufschwingen in Resonanz, sondern er dämpft auch den Einschwingvorgang viel mehr, als wenn die Leitung für sich beim Einschalten frei einschwingt.

### *c. Betriebsmäßige Aufzeichnung von Überspannungen*

Zur Aufzeichnung von Überspannungen standen bisher zur Verfügung der Klydonograph und der Kathodenstrahl-Oszillograph. Für betriebs-

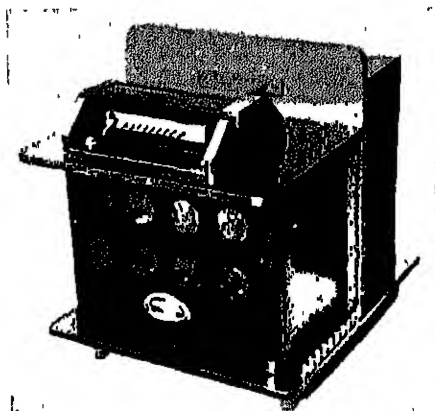


Abb. 7.

mäßige Aufzeichnungen kann jedoch der Kathodenstrahl-Oszillograph in seiner heutigen Ausführung noch keine Verwendung finden. Auch die Handhabung des Klydonographen ist noch reichlich kompliziert und seine Angaben verhältnismäßig ungenau. Der neu herausgebrachte

Überspannungsschreiber gestattet nunmehr auch die Registrierung von Überspannungen auf Schalttafelinstrumenten in derselben Weise, wie es bisher schon für die Aufzeichnung des Verlaufes von Strom, Spannung und Leistung ganz allgemein üblich geworden ist. Als wesentliche

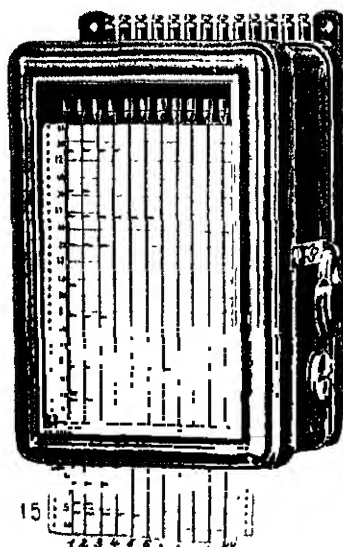


Abb. 8.

Bestandteile verwendet dieser Spannungsschreiber die sog. Staffelfunkensacke (Abb. 7) und den handelsüblichen Zeitschreiber (Abb. 8), auf den das Ansprechen der einzelnen Funkensacke mittels einer besonderen Schaltung übertragen wird.

Die bisherigen Betriebserfahrungen mit diesem Apparat stehen durchaus im Einklang mit den an anderen Stellen durchgeführten Aufzeichnungen mit dem Klydonographen und Kathodenstrahl-Oszillographen.

## II. Die wirtschaftliche Beherrschung des Energieflusses in einfach und mehrfach gekuppelten Netzen.

### A. Charakter der wirtschaftlichen Leistungsverteilung; Wirk- und Blindleistungsverteilung

Den Gegenstand des ersten Teiles bilden diejenigen technischen Hilfsmittel, welche erforderlich sind, um überhaupt elektrische Energie in zweckmäßiger und sicherer Weise von den Orten der Erzeugung zu den Verbrauchsstellen zu schaffen. Sind diese Hilfsmittel vorhanden, so ist doch gleichwohl noch nicht erreicht, daß die Energie-Erzeugung und -Verteilung in allen Punkten ein wirtschaftliches Ergebnis gewährleistet.

Es muß vielmehr auch noch dafür Sorge getragen werden, daß der Energiefluß nach Größe und zeitlichem Verlauf in einer Weise verteilt wird, wie es die wirtschaftlichen Gesichtspunkte erfordern. Man kann die Maßnahmen, welche in einer derartigen Absicht getroffen werden, wohl am ehesten Maßnahmen zur Durchführung einer Planwirtschaft nennen.

Ganz besonders für die Verhältnisse der deutschen Elektrowirtschaft sind Erörterungen dieser Art am Platze. Wie bereits in der Einleitung des Referats erwähnt, ist die Zusammenschlußbewegung in Deutschland noch im Flusse, und es ist noch nicht abzusehen, zu welchem endgültigen Ergebnis sie führen wird. Dasselbe gilt erst recht von der Entwicklung einer Planwirtschaft, welche eine rationelle Regelung der Energie-Erzeugung und -Verteilung zum Gegenstand hat. Die Ausführungen dieses Teiles werden sich daher mit den organisatorischen und technischen Voraussetzungen für die Durchführung einer derartigen Planwirtschaft zu beschäftigen haben. Ihr Charakter bringt es mit sich, daß sie notwendigerweise zum Teil als Versuch zur Schilderung einer zukünftigen Entwicklung betrachtet werden müssen.

Die Befriedigung elektrowirtschaftlicher Forderungen bei der Energie-Erzeugung und -Verteilung führt zu Eingriffen in die Betriebsführung. Das Verhältnis derartiger Maßnahmen zu den übrigen Notwendigkeiten der Betriebsführung ist etwa so, daß in erster Linie für einen ungestörten, sicheren Betrieb im Sinne einer ununterbrochenen Stromversorgung der Abnehmer gesorgt werden muß und daß den wirtschaftlichen Forderungen durch verhältnismäßig langsam wirkende, übergeordnete Eingriffe Rechnung getragen wird, wobei bei Gefährdung der Betriebssicherheit die Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebssicherheit so lange vorgehen, bis wieder mit normalen Verhältnissen gerechnet werden kann.

Da die allgemeine Stromversorgung auf Drehstrom aufgebaut ist, muß neben der Verteilung der Wirkleistung auch auf die Verteilung der Blindleistung geachtet werden. Die für beide maßgebenden Gesichtspunkte ähneln einander so stark, daß es sich nicht lohnt, beide getrennt zu behandeln. Wenn daher im folgenden von Leistung schlechtweg geredet wird, so soll darunter im allgemeinen sowohl Wirk- wie Blindleistung verstanden sein. Es ist aber doch notwendig, auf einige prinzipielle Unterschiede aufmerksam zu machen, die dann später nicht mehr berücksichtigt werden sollen. Zunächst ist vom Standpunkt des Wirtschaftlers die Einhaltung einer bestimmten Blindleistungsverteilung nicht von gleicher Wichtigkeit wie diejenige der Wirkleistung. Während diese die Energiewirtschaft im ganzen einschließlich der Energieerzeugung berührt, beeinflußt die Verteilung der ersteren außer dem Spannungszustande im Netz nur die Verluste und die Leistungsfähigkeit der elektrischen Generatoren und der Übertragungsmittel, nicht aber die eigentliche Energiewirtschaft. Andererseits beeinflußt die Verteilung der Blindleistung im allgemeinen den Spannungszustand des Netzes in weit höherem Maße als diejenige der Wirkleistung, so daß sie für den Betrieb in der Regel von größerer Wichtigkeit ist als für die Wirtschaft.

Maßnahmen zur Erzielung einer bestimmten Blindleistungsverteilung werden daher meist das Hauptgewicht auf die Befriedigung der Wünsche des Betriebes legen.

Ein wesentlicher Unterschied entsteht, je nachdem die Netze bzw. Teilnetze, welche parallel arbeiten und Energie austauschen, synchron oder asynchron fahren. Im letzteren Fall muß die Kupplung durch kostspielige, rotierende Maschinensätze bewirkt werden, und es ist nicht anzunehmen, daß von diesem Hilfsmittel für die Zwecke der Landesversorgung in größerem Umfange Gebrauch gemacht wird. Diese Art des Energieaustausches wird sich wohl nur für die Kupplung der Landesversorgung und der Bahnstromversorgung einführen. In den Ausführungen dieses Teiles ist aus den erwähnten Gründen der Synchronbetrieb vorausgesetzt. Die beeinflussten Organe zur Regelung der Wirkleistungsverteilung sind dann die Regler der Kraftmaschinen. Die Regelung der Blindleistungsverteilung erfolgt durch die Spannungsregler der Generatoren und durch alle anderen Hilfsmittel zur Spannungsregelung, wie regelbare Transformatoren und Zusatztransformatoren.

## **B. Die wirtschaftliche Beherrschung des Leistungsflusses im vermaschten Einzelnetz**

Bei der Erörterung der Maßnahmen zur Erzielung eines wirtschaftlich günstigen Leistungsflusses in einem Stromversorgungsnetz muß man zunächst unterscheiden zwischen Netzen, die in ihrer Gesamtheit einer Verwaltung unterstehen, und solchen, bei denen dies nicht der Fall ist. Netze der erstgenannten Art (Einzelnetze) sollen zunächst betrachtet werden. Dabei kann das Netz in beliebiger Weise vermascht sein, d. h. ein beliebig kompliziertes, geometrisches Gebilde darstellen. Netze dieser Art, in denen besondere Maßnahmen zur Erzielung einer Planwirtschaft lohnen, kommen einerseits bei der Versorgung weiter Gebiete, der Landesversorgung, anderseits bei der Versorgung eng besiedelter Gebiete hoher Verbrauchsdichte, also in erster Linie in Großstädten, vor. Beide unterscheiden sich nicht unwesentlich insofern, als in großstädtischen Netzen die Stellen, an welchen Eingriffe in den Betrieb erforderlich werden, jedenfalls verhältnismäßig nahe beisammenliegen, so daß in ihnen die Aufgabe einer Verständigung dieser Stellen untereinander wesentlich einfacher ist, als in den weit ausgedehnten Netzen der Landesversorgung.

### **1. Wirtschaftliche Voraussetzungen**

Die grundlegende Ursache für die Notwendigkeit besonderer Maßnahmen für Erzielung einer planmäßigen Energiewirtschaft liegt einerseits in dem nach Tagesstunde, Woche und Jahreszeit wechselnden Verbrauch, der auch durch keine Maßnahmen der Tarifpolitik zu einem vollkommen gleichmäßigen gestaltet werden kann, anderseits in dem Wechsel der Energiedarbietung bei Wasserkraftwerken. Wären beide Ursachen nicht vorhanden, so könnte die Verteilung der Leistung auf Kraftwerke und Netz ein für allemal in stets gültiger Weise festgelegt werden. Außerdem muß noch berücksichtigt werden, daß zwischen dem

wechselnden Verbrauch und der wechselnden Erzeugung mit Hilfe von Energiespeichern in thermischer, mechanischer und elektrischer Form vermittelt werden kann.

Die demgemäß wechselnde Verteilung der Erzeugung auf die Kraftwerke wird teils durch wirtschaftliche, teils durch betriebstechnische Gesichtspunkte beherrscht. Vom wirtschaftlichen Standpunkt aus soll die Verteilung so geregelt werden, daß die Gesamtenergie-Erzeugungskosten ein Minimum werden. Die Mittel zur Erreichung dieses Endzweckes sind je nach der Art der Energie-Erzeugung sehr verschieden. Bei Wasserkraftwerken wird man in erster Linie auf restlose Ausnützung des verfügbaren Triebwassers bedacht sein müssen. Man wird deshalb die nicht speicherfähigen Laufkräfte zur Grundlastdeckung und darüber hinaus in belastungsschwachen Zeiten zur Ladung von Pumpspeicherkraftwerken, die Speicherwerke dagegen, seien es nun natürliche oder Pumpspeicherwerke, zur Spitzendeckung benützen. Bei Wärmekraftwerken wird man den modernsten Einheiten mit dem geringsten Wärmeverbrauch (Hochdruckwerke, Braunkohlenwerke) die Grundlastdeckung älteren Maschinen oder solchen mit teurerem Brennstoff (Steinkohlenwerke, Dieselmotoren) die Spitzendeckung zuweisen. Entsprechende Kombinationen ergeben sich bei dem Zusammenarbeiten von Wasser- und Wärmekraftanlagen und von Speicherwerken verschiedener Kapazität (Tages-, Wochen-, Monats- und Jahresspeicher). Schließlich gibt es auch noch Kraftwerke, deren Erzeugung nicht von den Bedürfnissen der Elektrowirtschaft, sondern von anderen Gesichtspunkten abhängt. Dies trifft z. B. für die Heizkraftwerke zu, deren Erzeugung sich nach dem Bedarf an Heizdampf richtet.

Die vorstehenden Bemerkungen über die wirtschaftliche Verteilung der Erzeugung auf die Kraftwerke sind nur als kurze Stichworte zu bewerten. Ausführlich wird dieses Thema im Bericht Nr. 33 Dr. Wöhrl „Wahl und Aufteilung der Antriebskraft in großen Stromversorgungsanlagen unter Berücksichtigung der Energiespeicherung und Spitzendeckung“ behandelt.

Vom betriebstechnischen Standpunkt aus muß auf Bereithaltung einer genügenden Reserve an passenden Stellen des Netzes, sowie auf die Geschwindigkeit geachtet werden, mit der die einzelnen Werke eingesetzt werden und ihre Leistungsabgabe ändern können.

## 2. Organisation und Methoden der Leistungsverteilung

Zum Zwecke der Ermittlung der günstigsten Energiewirtschaft besitzen die größeren Stromversorgungsunternehmen in der Regel eine Wirtschaftsabteilung, der es obliegt, unter Berücksichtigung der betriebstechnischen Gesichtspunkte Betriebspläne aufzustellen, welche zu dem erwünschten Minimum der Erzeugungskosten führen sollen. Die Durchführung dieser Betriebspläne ist Sache der Betriebsabteilung, welche gewöhnlich eine besondere Stelle, den Lastverteiler, mit ihr beauftragt. Wenn auch die Befugnisse des Lastverteilers in den verschiedenen Netzen stark voneinander abweichen, so hat er doch in der Regel in den Kraftwerken auf Leistungszufuhr und Erregung der Generatoren

in den Transformatoren- und Schaltstationen auf die Stellung der Schalter und diejenige etwaiger regelbarer Transformatoren einzuwirken. Letzteres obliegt bei einigen Werken auch einer besonderen Stelle, der Schaltüberleitung.

Nach Anweisung des Lastverteilers erhält ein Werk die Aufrechterhaltung der Frequenz zugewiesen, während die anderen Werke Anweisungen über die einzuhaltende Leistung erhalten (Leistungsanweisung). Das Frequenzwerk liefert auf diese Weise die Differenz zwischen dem Gesamtverbrauch und der Summe der angewiesenen Leistungen. Selbstverständlich kann die Verteilung der Aufgaben an die einzelnen Werke in kurzen Abständen durch den Lastverteiler geändert werden. Mit der Einhaltung der Frequenz beauftragt man zweckmäßig ein Werk, welches groß genug ist, um auch unvorhergesehene Änderungen der Gesamtleistung aufnehmen zu können. Trotzdem braucht das Frequenzwerk kein Spitzenwerk in wirtschaftlichem Sinne zu sein. Die Leistungsanweisungen können vielmehr so beschaffen sein, daß für das Frequenzwerk eine Restbelastung übrigbleibt, welche im wesentlichen den Charakter einer Grundlast besitzt.

Da die Kurve des Gesamtverbrauchs im voraus nur mit einer gewissen Toleranz ermittelbar ist, und da auch grobe Abweichungen vorkommen können (Gewitterspitze), dürfen die Leistungsanweisungen nicht, wenigstens nicht alle, in Form von bestimmten, zeitlichen Abläufen (Fahrplänen) gegeben werden, da sonst bei unvorhergesehenen Abweichungen beim Frequenzwerk ein unzulässiger Betriebszustand — allzu grobe Abweichungen von der gewünschten Belastungskurve oder gar vollkommene Entlastung — auftreten könnte. Auch hängt bei einzelnen Kraftwerken der zweckmäßigste Verlauf der Belastung nicht allein vom wechselnden Verbrauch, sondern auch von der im voraus nicht bekannten wechselnden Energiedarbietung ab. Aus all diesen Gründen muß die Leistungsanweisung an die Kraftwerke je nach den Umständen in verschiedener Form erfolgen. Die wichtigsten Arten sind im folgenden aufgezählt:

*Allgemeine Anweisung*, z. B. Ausnutzung des vorhandenen Wassers (bei Laufwasserkraftwerken), höchst mögliche Leistungsabgabe, Halblast zu bestimmten Tageszeiten od. dgl.

*Fahrpläne*, d. h. fest gegebener zeitlicher Verlauf. Spezialfall: zahlenmäßig bestimmte konstante Leistung.

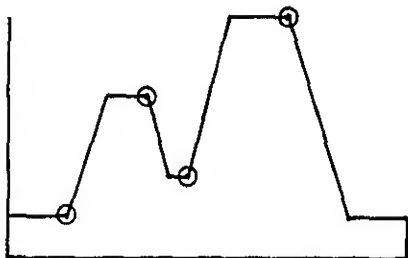
*Beweglicher Fahrplan*. Hierbei wird zwar ein zweckmäßig aus rechteckigen oder trapezförmigen Stücken zusammengesetzter Fahrplan (vgl. Abb. 9a auf S. 72) von vornherein festgelegt, aber noch offen gelassen, auf welche Zeitpunkte die Knickpunkte des Fahrplanes gelegt werden sollen. Diese Zeitpunkte werden vom Lastverteiler besonders befohlen.

*Anteilzuweisung*, bezogen auf die Gesamtbelastung. Hierbei wird die Leistung, die ein Werk fahren soll, durch eine im voraus festgesetzte Kurve von der Gesamtbelastung abhängig gemacht. Die Gesamtbelastung muß hierbei im Werk laufend bekannt sein.



*Augenblicksanweisung.* Hierbei wird dem Werk die jeweils einzuhaltende Leistung von Augenblick zu Augenblick befohlen.

In dieser Aufzählung befinden sich die starrereren Anweisungen an früherer, die elastischeren an späterer Stelle. Im allgemeinen kann man sagen, daß die Leistungsanweisung desto starrer sein kann, je weniger ausgeprägte Spitzen die gewünschte Leistungskurve enthält. Mittels der elastischeren Anweisungsart kann erreicht werden, daß auch bei unvorhergesehenem Verlauf der Gesamtbelastung vom Frequenzwerk ungewollte Belastungsschwankungen größeren Ausmaßes ferngehalten



© Veränderlicher Zeitpunkt des Einsatzes

Abb. 9a. Beweglicher Fahrplan.

und die entsprechenden Mehr- bzw. Minderleistungen auch auf die nach Leistungsanweisung fahrenden Werke übertragen werden. Tritt irgendeine Störung ein, welche die Einhaltung des fahrplanmäßigen Betriebes unmöglich macht, z. B. der Ausfall einer wichtigen Verbindungsleitung oder einer größeren Erzeugereinheit, so werden die Leistungsanweisungen nötigenfalls vorübergehend außer Wirksamkeit gesetzt und erst, gegebenenfalls in abgeänderter Form, wieder aufgenommen, wenn der Lastverteiler die durch die Störung erforderlich gemachten Umdispositionen beendet hat.

### 8. Technische Einrichtungen

Die im vorigen Absatz auseinandergesetzten Methoden lassen sich grundsätzlich ohne weitere technische Hilfsmittel außer den üblichen Nachrichtenmitteln durchführen. Das wichtigste dieser Nachrichtenmittel ist der Betriebsfernsprecher, der in großen Netzen teils mittels Drahttelefon, teils mittels Hochfrequenzübertragung auf den Starkstromleitungen arbeitet. In der Tat hatte in den ersten Anfängen der Entwicklung der Lastverteiler nur seine Befugnisse und das Telephon. Es entwickelte sich jedoch bald das Bedürfnis nach einem zwangsläufig arbeitenden Verfahren, insbesondere in solchen Netzen, in denen zahlreiche Kraftwerke parallel arbeiten. Als dringendstes Bedürfnis trat die Ausrüstung des Lastverteilers mit solchen Einrichtungen hervor, die ihm wenigstens gestatten, die Vorgänge in seinem Netz dauernd zu überwachen, wenn er auch in den Betrieb anders als mittels des Telefons nicht eingreifen kann. Man hat daher begonnen, den Lastverteiler

mit Fernmeß- und -meldeanlagen auszurüsten. In diesem Stadium der Entwicklung befinden sich etwa heute die Lastverteiler der großen deutschen Stromversorgungsunternehmen. Unter diesen Anlagen sind die Fernmeßanlagen die wichtigsten. Sie orientieren den Lastverteiler über die Wirkleistungs- und Blindleistungsverteilung auf seine Kraftwerke und auf die wichtigsten Verbindungsleitungen, sowie über den Spannungszustand der wichtigsten Netzknoten. Von entscheidender Bedeutung für die Auswahl des zweckmäßigsten Fernmeßsystems ist die Natur der Verbindungskanäle, über welche die Signale der Fernmeßverbindung geleitet werden. Es gibt eine große Anzahl von verschiedenen Möglichkeiten. Die wichtigsten Arten solcher Kanäle sind jedoch bei der Landesversorgung die Hochfrequenzverbindung über Starkstromleitung, in städtischen Netzen die mit Gleichstrom betreibbare Telephonader. Bei Übertragung mittels Hochfrequenz scheiden aus der Anzahl von bekannten Fernmeßverfahren alle anderen aus mit Ausnahme der sog. Impulssysteme, bei welchen die Meßgröße entweder durch eine Impulszahl oder durch eine Impulsdauer abgebildet wird. Von besonderer Wichtigkeit sind dabei alle Hilfsmittel zur Herabminderung der erforderlichen Anzahl von Verbindungskanälen, da auf den vorhandenen Starkstromleitungen nur eine begrenzte Anzahl von Trägerwellen, gegebenenfalls auch von modulierten Trägerwellen, untergebracht werden kann. Mit zunehmender Belegung dieser Kanäle wird man zweifellos auch dazu gelangen, Verteilungspläne ähnlich wie beim Radioverkehr aufzustellen. Das wichtigste fernmeßtechnische Hilfsmittel zur Ersparung von Verbindungskanälen besteht in der Verwendung absatzweise arbeitender Systeme, welche in einem zeitlichen Zyklus mehrere Meßgrößen nacheinander über denselben Verbindungskanal übertragen.

Bei der im städtischen Verkehr wichtigsten Gleichstromübertragung ist in der Regel eine größere Anzahl von Verkehrskanälen verfügbar. Ist ihre Anzahl so groß, daß für jeden Meßwert ein besonderer Kanal zur Verfügung gestellt werden kann, so lassen sich außerordentlich geringe Folgezeiten zwischen Sende- und Empfangsinstrument erzielen, ein Umstand, der in betriebstechnischer Hinsicht einen Vorteil darstellt, da die Empfangsinstrumente alle, auch die raschesten Bewegungen der Sendeinstrumente mitmachen und so Schlüsse auch über rasch veränderliche Betriebsvorgänge zulassen. Im einzelnen sind die Fernmeßeinrichtungen ausführlich im Bericht Nr. 40 Dr. *Schleicher* „Selbsttätige und ferngesteuerte Kraft- und Nebenwerke sowie die Einrichtungen zur Nachrichtenübermittlung, zur Fernmessung und Fernsteuerung“ behandelt.

Dient auch die Fernmessung in den meisten Fällen hauptsächlich zur Orientierung des Lastverteilers, so ist sie auch für einige Arten der Leistungsanweisung (Anteilmessen, Augenblicksanweisung) unerlässlich. Für das Anteilmessen muß jedem dafür in Betracht kommenden Kraftwerk die Gesamterzeugung des Netzes jederzeit übermittelt werden. Hierzu gehört die Bildung der Summe der Leistungen räumlich entfernt liegender Kraftwerke, zweckmäßig beim Lastverteiler, und rückwärts

die Übermittlung an das Anteil fahrende Kraftwerk. Alles dies ist natürlich nur auf fernmeßtechnischer Grundlage möglich. Da diese fernmeßtechnische Aufgabe verhältnismäßig kompliziert ist und eine große Anzahl von Verbindungskanälen beansprucht, ist sie wohl für weite Entfernungen und für den Fall einer geringen verfügbaren Anzahl von Verkehrskanälen schwer anwendbar. Man kann jedoch sich die hier vorliegende Aufgabe durch selbsttätige Einrichtungen wesentlich vereinfachen<sup>1</sup>.

Die Augenblicksanweisung muß dem von ihr geregelten Kraftwerk in jedem Augenblick einen bestimmt einzuhaltenden Meßwert übermitteln, was ebenfalls nur mittels Fernmessung möglich ist.

Die Fernmeldung der wichtigsten Schaltermeldungen an den Lastverteiler ist einerseits von geringerer Bedeutung, da in den großen Höchstspannungsnetzen die Schalter ihre Stellung verhältnismäßig selten wechseln, andererseits aber auch von größerer Bedeutung, da in Falle einer Stellungsänderung eine *Falschmeldung* erhebliche Folgen nach sich ziehen kann. Aus diesem Grunde befinden sich auch bereits derartige Anlagen in der Einführung.

Das nächste Stadium der Entwicklung der Einrichtungen für die rationelle Leistungsverteilung besteht darin, daß man die Befolgung der Leistungsanweisung nicht mehr von dem Bedienungspersonal des Kraftwerkes mittels Handbetätigung vornehmen läßt, sondern diese Aufgabe automatisch wirkenden Apparaten überträgt. Je nach der Art der Leistungsanweisung gelangt man hierbei zu verschiedenen Konstruktionen. Ihnen allen ist gemeinsam, daß ein Organ vorhanden ist, welches den gemessenen Wert der Kraftwerksleistung, den Istwert mit einem Sollwert vergleicht und abhängig von der Abweichung zwischen Ist- und Sollwert die Regler der antreibenden Kraftmaschine beeinflusst. Die Unterschiede in der Leistungsanweisung drücken sich in der Art aus, wie der Sollwert beim Kraftwerk gebildet wird. Ein Ausnahmefall macht nur der einfache Fall der Allgemeinweisung. So etwa ein Wasserkraftwerk, das jeweils vorhandene Wasser auszunutzen so kann die Beaufschlagung der Wasserturbine durch eine Schwimmerregulierung abhängig vom Wasserstand eingestellt werden. Bei Heizkraftwerken wird beispielsweise die Leistungszufuhr zum elektrischen Generator vom Druck des Dampfes abhängig gemacht. Scheidet man also den Fall der Allgemeinweisung aus, so ergeben sich folgende verschiedene Arten der Bildung des Sollwertes durch ein besonderes Organ, dem Sollwertgeber. Im Falle der *Fahrplansteuerung* wird der Sollwert von einer Kurvenscheibe oder einem ähnlichen Organ abgenommen. Die Kurvenscheibe, von der eine genügende Anzahl, welche den verschiedenen Möglichkeiten entspricht, vorhanden ist, wird vom Lastverteiler rechtzeitig vorher ausgewählt und angeordnet.

Bei der *automatischen Einhaltung eines beweglichen Fahrplanes* werden die einzelnen Stufen von vornherein telephonisch oder schriftlich festgelegt und die Zeitpunkte, an denen von einer Stufe zur anderen über-

<sup>1</sup> Vgl. ETZ 1920, Heft 25, S. 887.

gegangen werden soll, vom Lastverteiler angeordnet. Die einzelnen Stufen werden beim Kraftwerk am Sollwertgeber eingestellt.

Bei der *automatischen Regelung nach Augenblicksanweisung* wird der Sollwert nach dem Kraftwerk vom Lastverteiler mittels Fernmessung übermittelt. Hierbei kann auch der Sollwert beim Lastverteiler in geeigneten Zeitabschnitten automatisch von einem festen oder beweglichen Fahrplan gesteuert werden. In diesem Fall ist also ein Sollwertsender und ein Sollwertempfänger vorhanden und der letztere stellt den Sollwertgeber für den Vergleichsapparat dar. Hier ist der Lastverteiler im Gegensatz zur Fahrplansteuerung jederzeit in der Lage, einzugreifen. Bei der *automatischen Einhaltung eines Anteilfahrplanes*, die bisher noch nicht ausgeführt worden ist, müssen zunächst ebenso wie bei der Handbefolgung dieser Art der Leistungsanweisung die Gesamtleistung fernmeßtechnisch zum Kraftwerk übertragen und aus ihr dort die geforderte Anteillast im Sollwertgeber abgeleitet und dem Vergleichsapparat zugeführt werden.

In besonderen Fällen, insbesondere in mehrere Kraftwerke enthaltenen Netzen, deren Energiewirtschaft bedeutend genug ist, um besondere Maßnahmen für ihre Rationalisierung zu rechtfertigen, die aber andererseits die Errichtung eines Lastverteilers, der mit den verschiedensten Einrichtungen ausgerüstet ist, aus wirtschaftlichen Gründen nicht zulassen, kann man zu einer automatischen Fahrplanregelung greifen, die ohne Lastverteiler oder doch ohne im einzelnen orientierten Lastverteiler arbeitet. Bei diesem Verfahren müßten die Kraftwerke mit denselben Einrichtungen ausgerüstet werden, wie oben bei der automatischen Fahrplanregelung beschrieben wurde. Hier sind dann jedoch besondere Vorkehrungen erforderlich, um im Falle von Störungen und im Falle von Abweichungen der Belastungskurve von der angenommenen das Frequenzwerk vor unzulässigen Betriebszuständen zu schützen. Zu diesem Zweck ist der Vorschlag gemacht worden, im allgemeinen ein Werk auf Frequenz, die übrigen Werke nach Fahrplanleistung automatisch zu regeln, außerdem aber Einrichtungen vorzusehen, welche abhängig von der Frequenz einen selbsttätigen Übergang zwischen Frequenzbetrieb, Vollastbetrieb und Fahrplanbetrieb ermöglichen.

Auch bei den oben beschriebenen Verfahren zur Leistungsverteilung mit Lastverteiler muß für den *Störfall* vorgesorgt werden. Dieser Störfall ist immer daran erkenntlich, daß die Frequenz den Sollwert mit gegebener Toleranz über- und unterschreitet. In einem solchen Fall müssen alle automatisch arbeitenden Apparate zur Befolgung der Leistungsanweisung außer Tätigkeit gesetzt werden.

Die bisher erörterten technischen Hilfsmittel zielen auf eine bestimmte Verteilung der Gesamtleistung auf die Kraftwerke ab. Ist diese erfolgt, so verteilen sich die Leistungen im Netz nach Maßgabe der Leistungskonstanten und sind außerdem auch noch von anderen Umständen, beispielsweise der gleichzeitigen Blindleistungsverteilung, abhängig. Unter Umständen entsteht noch das Bedürfnis, bei gegebenen Kraftwerksleistungen die Verteilung im Netz zu ändern. Dies kann durch Zusatztransformatoren geschehen, die Spannungen geeigneter Phasenlage ent-

wickeln. Erzeugt man unabhängig voneinander zwei regelbare aufeinander senkrecht stehende Zusatzspannungen, so kann gleichzeitig Wirk- und Blindleistungsverteilung im Netz beeinflusst werden.

### C. Die wirtschaftliche Beherrschung des Leistungsflusses in gekuppelten, verwaltungsfremden Netzen

Schließen mehrere, von verschiedenen Verwaltungen geleitete (verwaltungsfremde) Stromversorgungsunternehmen ihre Netze an passenden, meistens durch die historische Entwicklung bedingten Stellen zum Zwecke des Energieaustausches zusammen, so entsteht ein neues Gebilde, das Gemeinschaftsnetz, innerhalb dessen die Leistungsverteilung nicht mehr allein mittels der im vorigen Absatz geschilderten Verfahren wirtschaftlich geregelt werden kann. Es fehlt die Wirtschaftseinheit mit ihrer organisatorischen Konsequenz, der für das Ganze zuständigen „Wirtschaftsabteilung“. An ihre Stelle tritt ein System von Rechtsbeziehungen zwischen den zusammengeschlossenen Partnern, welche einerseits zum Ziele haben, den Leistungsaustausch nach Größe und zeitlichem Verlauf dem Willen der Vertragsschließenden anzupassen, andererseits bezwecken, die aus einem gegebenen Austauschverkehr entstehenden finanziellen Folgen festzulegen. Außerdem muß vereinbart werden, auf welche Weise der gewünschte Leistungsverkehr in Wirklichkeit ausgeführt werden soll. Dieses neue Element der Rechtsbeziehungen erfordert zusätzliche organisatorische und technische Maßnahmen, von denen in diesem Absatz die Rede sein soll. Sie hängen im einzelnen davon ab, ob Netze vorhanden sind, die mit dem Gemeinschaftsnetz an mehreren Stellen zusammenhängen, so daß geschlossene Ringe aus Leitungen verschiedener Partner entstehen. In diesem Falle sollen die Netze „mehrfach gekuppelt“ heißen, sonst „einfach gekuppelt“.

In Deutschland können solche Fälle von Mehrfachverkopplung bei den 100 kV-Landesnetzen schon jetzt vorkommen und sie können auch in Zukunft weiter entstehen. Ob bei dem in Deutschland jetzt im Entstehen begriffenen 200 kV-Netz Mehrfachkopplungen in dem besprochenen Sinne eine Rolle spielen werden, ist zur Zeit nicht bestimmt zu übersehen. Es besteht hierbei die Absicht, das gesamte 200 kV-Netz mit seinen großen Energiequellen in die Hand der von den Landesversorgungsunternehmen vor einiger Zeit gegründeten Aktiengesellschaft für deutsche Elektrizitätswirtschaft zu legen, also die verwaltungsfremden Landesunternehmen in einer übergeordneten Gesellschaft zu vereinigen.

Bei diesem Stande der Entwicklung ist es klar, daß die in diesem Abschnitt erörterten Maßnahmen mehr noch als diejenigen des ersten Teiles den Charakter von Zukunftserörterungen besitzen.

#### 1. Die für den Leistungsfluß maßgebenden Rechtsbeziehungen

Im einfachsten Fall hängen zwei verwaltungsfremde Netze mittels einer kuppelnden Leitung, die natürlich auch aus mehreren parallelen Strängen bestehen kann, zusammen. Es ist die Grundlage für die bisher üblichen Stromaustauschverträge. Ein Partner erhält das Recht,

innerhalb gewisser, nach Höhe und Zeit festgelegter Grenzen beliebige Leistungen und Arbeitsmengen zu beziehen, oder die Verpflichtung, entsprechend zu liefern.

Die Durchführung dieser Bestimmung gestaltet sich äußerst einfach, ein Partner regelt eines seiner Werke, das Führerwerk, so, daß über die Kuppelleitung die gewünschte und erlaubte Leistung fließt, der andere Partner regelt sein Führerwerk so, daß die Frequenz konstant bleibt.

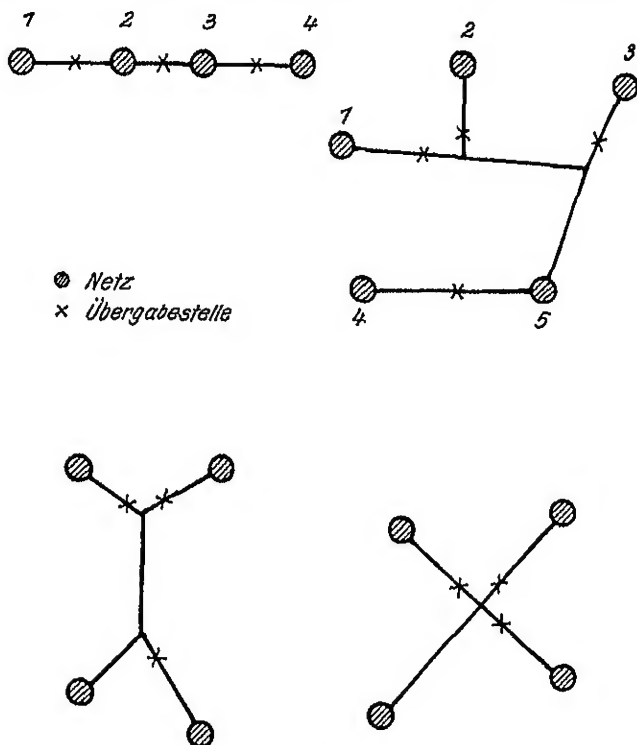


Abb. 9 bis 12. Beispiele einfach gekuppelter Netze.

Die Rechtsbeziehungen für die vertragsschließenden Partner werden merklich verwickelter, sobald mehr als zwei Partner ihre Netze zusammenschließen. Zunächst sei dabei angenommen, daß Mehrfachkuppelungen nicht vorkommen, so daß in dem entstehenden Gemeinschaftsnetz geschlossene Ringe aus Leitungen, die verschiedenen Partnern angehören, nicht auftreten. Beispiele derartiger Netzzusammenschlüsse zeigen Abb. 9—12. Es erhebt sich zunächst die grundlegende Frage, welche Partner überhaupt miteinander in Rechtsbeziehungen treten sollen.

Aus  $n$ -Partnern lassen sich bekanntlich  $\frac{n(n-1)}{2}$  Paare bilden. Ist die Zahl der Partner beispielsweise 6, so gibt es 15 Kombinationen, nach

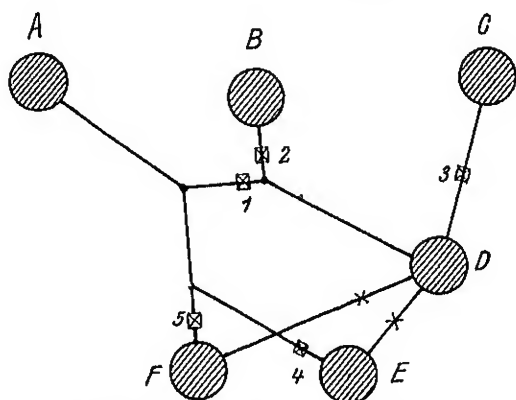
denen sich die Partner paarweise gruppieren können. Andererseits zeigen die Figuren, daß in Gemeinschaftsnetzen der beschriebenen Art (in welchen Mehrfachkupplungen nicht vorkommen) sich immer  $n - 1$ , bei 6 Partnern beispielsweise 5 Übergabestellen so legen lassen, daß jedes Netz von allen anderen durch je eine Übergabestelle getrennt ist. Gewöhnlich kann über die Lage dieser Übergabestellen von vornherein kein Zweifel entstehen, da sie in der Regel gleichzeitig diejenigen Stellen bezeichnen, an denen die Verwaltungshoheit eines Partners aufhört und die des anschließenden beginnt. Es können nun auch  $n - 1$  Verträge zwischen je 2 Partnern geschlossen werden, von denen jeder sich auf eine Übergabestelle bezieht. Die Bestimmungen, welche für die Regelung des Leistungsflusses maßgebend sind, können in einer Weise festgelegt werden, die sich als einfache Verallgemeinerung des oben geschilderten einfachsten Falles auffassen läßt. Jeder der Übergabestellen wird ein angrenzendes Netz zugeordnet und jedes dieser  $n - 1$  Netze erhält das Recht bzw. die Pflicht, genau so wie im einfachsten Fall, innerhalb gewisser nach Höhe und Zeit festgelegter Grenzen beliebige Leistungen und Arbeitsmengen zu beziehen bzw. zu liefern. Das übrig bleibende  $n$ te Netz erhält die Aufgabe, für die Einhaltung der Frequenz zu sorgen. Dabei kann natürlich auch vorgesehen sein, daß die Aufgabe der Frequenzhaltung zwischen den beteiligten Netzen wechselt.

Die Durchführung der Bestimmungen eines derartigen Systems von Verträgen ist nicht mehr ganz so einfach und es ist daher zweckmäßig, besondere Maßnahmen zu ergreifen, über die später das Notwendige gesagt werden wird.

Dieses Verfahren wird sich in den meisten Fällen der einfachen Kupplung mehrerer Netze von selbst auf Grund der historischen Entwicklung der einzelnen Netze als das zwangloseste, natürlichste heranzubilden. In Abb. 12 sind beispielsweise 4 Netze sternförmig in symmetrischer Weise zusammengeschlossen. Die drei Netze 2, 3 und 4 sind durch je eine Übergabestelle vom Sternpunkt und damit voneinander und vom Netz 1 getrennt. Verträge werden nach der oben auseinandergesetzten Regel paarweise zwischen den Partner 1 und 2, 1 und 3 und 1 und 4 abgeschlossen. Es liegt kein Grund vor, warum gerade das Netz 1 mit den 3 anderen Netzen Verträge schließen soll, während diese letzteren untereinander keine schließen. Die geschilderte Schwierigkeit kann vermieden werden, wenn man von einem anderen Verfahren der Vertragsschließung Gebrauch macht. Es besteht darin, daß die Partner nicht paarweise untereinander Verträge abschließen, sondern daß jeder Partner einen Vertrag mit der Gemeinschaft der übrigen abschließt. Vertragsgegenstand ist dabei für jeden Partner die an den Gemeinschaftsbetrieb gelieferte Leistung, welche kurz Austauschleistung heißen möge. Die Austauschleistung eines jeden Partners wird dabei gebildet durch die Summe sämtlicher an den Übergabestellen fließenden „Übergabeleistungen“ unter Berücksichtigung des Vorzeichens. Im Falle der Abb. 12 ist diese für das Netz 1 die Summe der an den 3 eingezeichneten Übergabestellen fließenden Leistungen, welche gleichzeitig auch an der entsprechenden 4., nicht gekennzeichneten Übergabestelle gemessen werden kann.

Jedem Netz ist somit eine Austauschleistung zugeordnet, die unmittelbar oder vermittels Summenbildung gemessen werden kann und die Summe aller Austauschleistungen ergibt bei richtiger Berücksichtigung des Vorzeichens unter allen Umständen Null. Jeder Partner hat außerdem seinen Vertrag und jeder Vertrag kann beliebige Bestimmungen über zeitlichen Verlauf und Höhe der Austauschleistungen enthalten.

Der Unterschied zwischen den beiden Verfahren, Verträge abzuschließen, ist bei einfach gekuppelten Netzen nicht groß und mehr formaler Natur. Sowie aber mehrfache Kupplungen vorkommen, ist er von grundlegender Bedeutung. Betrachten wir beispielsweise das Netz der Abb. 13, welches zwei geschlossene Ringe und 6 Teilnehmernetze



× Übergabestelle,  $\boxtimes$  Fahrplanstelle. Netz A hält Frequenz, Netz B führt Fahrplan 2, Netz C führt Fahrplan 3, Netz D führt Fahrplan 1, Netz E führt Fahrplan 4, Netz F führt Fahrplan 5

Abb. 13. Gemeinschaftsnetz mit Fahrplan- und Übergabestellen.

enthält. Hier ist es nicht mehr möglich, durch  $n - 1$ , also 5 Übergabestellen die Netze voneinander zu trennen, es sind vielmehr mindestens 7 derartige Stellen erforderlich. Akzeptiert man das zuerst vorgeschlagene Verfahren des paarweisen Vertragsabschlusses, so würden sich 7 Verträge ergeben, deren Bestimmungen über den Leistungsfluß einander bei hinreichend bestimmter Fassung widersprechen, da nur an 5 Stellen unabhängig voneinander Bestimmungen über den Leistungsfluß getroffen werden dürfen. Daraus folgt aber, daß bei  $n$  Partnern nur  $n - 1$  Verträge Bestimmungen über den Leistungsaustausch in den zugeordneten Übergabestellen enthalten können auch dann, wenn wie hier mehr (bis zu  $n(n - 1)$ ) Übergabestellen und somit Verträge vorhanden sind. Wird der Leistungsaustausch entsprechend einem derartigen System von Verträgen geregelt, so stellt sich an den übrigen verbleibenden (Beispiel 2) Übergabestellen ein Leistungsaustausch ein, der u. a. von den Konstanten der Leitung abhängt, und somit von vornherein nicht überschauen werden kann. Wenn daher an den ausgewählten Übergabestellen, an welchen Bestimmungen getroffen sind, der Leistungsvorkehr noch so genau geregelt wird, bleiben trotzdem Netze übrig,



die nicht ohne weiteres wissen können, welche Gesamtleistungen sie erzeugen sollen, um ihren Eigenbedarf zu befriedigen, und um ihren Verpflichtungen nachzukommen.

Diese Schwierigkeit vermeidet die andere Art Verträge abzuschließen. Bei ihrer Anwendung geht alles genau so vor sich wie in einfach gekuppelten Netzen. Jeder Partner schließt einen Vertrag mit der Gemeinschaft der übrigen, und Gegenstand der Vertragsbestimmungen über den Leistungsverkehr sind die Austauschleistungen, d. h. die unter Berücksichtigung des Vorzeichens gebildete Summe aller Übergabeleistungen. Ein Partner erhält die Verpflichtung, die Frequenz zu regeln, die anderen erhalten das Recht bzw. die Pflicht, innerhalb gewisser Grenzen beliebige Austauschleistungen bzw. Arbeiten von dem Gemeinschaftsbetrieb zu beziehen bzw. an ihn zu liefern. Die Übergabeleistungen, d. h. die an den Übergabestellen tatsächlich fließenden Leistungen, unterliegen bei diesem Verfahren keinen vertraglichen Bindungen. Sie stellen sich bei Erfüllung der vertraglichen Bestimmungen über die Austauschleistung in zunächst schwer überschabarer Weise ein. Sie können durch Maßnahmen der Betriebsleitung bei gegebenen Austauschleistungen noch in gewissen Grenzen verändert werden. Für eine Veränderung im größeren Umfang stehen die bereits erwähnten Zusatztransformatoren mit phasenverschobener Spannung zu Verfügung.

Es ist daher zweckmäßig, wenn ein Vertragssystem der geschilderte Art auch noch Bestimmungen darüber enthält, was geschehen soll, wenn eine Kuppelleitung nebst zugehörigen Apparaten sich der in Wirklichkeit auftretenden Übergabeleistung nicht gewachsen zeigt und verstärkt werden muß.

## 2. Durch die Rechtsbeziehungen bedingte zusätzlichen Anforderungen an Organisationen, Methoden und technische Einrichtungen

Wenn sich eine größere Anzahl von Netzen zusammenschließen und in der geschilderten Weise in gegenseitige Rechtsbeziehungen eintritt, ist es unerlässlich, eine Organisation zu schaffen, welche die Vertragsbestimmungen im einzelnen ergänzt und für ihre Durchführung sorgt. So müssen für den Gemeinschaftsbetrieb in ähnlicher Weise wie es für den Betrieb eines einzelnen Netzes erforderlich ist, Betriebspläne aufgestellt und nach ihnen der Betrieb geleitet werden. Teil man diese Funktion auch in Analogie zum Einzelnetz zwei verschiedenen Stellen zu, so ergibt sich eine Zentralwirtschaftsstelle und ein Zentrallastverteiler. Die von der Zentralwirtschaftsstelle aufgestellten Betriebspläne beziehen sich auf die Austauschleistungen, d. h. auf die Leistungen, welche jedes Netz an den Gemeinschaftsbetrieb zu liefern bzw. von ihm zu beziehen hat. Die Durchführung der Betriebspläne ist Sache des Zentrallastverteilers. Er hat das Recht, den Lastverteilern der einzelnen zusammengeschlossenen Netze Befehle zu erteilen, welche sich auf den Leistungsverkehr zwischen den Netzen beziehen. Es ist nun die Frage zu entscheiden, ob sich die Befehlserteilung auf die Austauschleistungen oder auf bestimmte einzuhaltende Übergabeleistungen

erstrecken soll. Kommen Mehrfachkupplungen nicht vor, so sind die Übergabeleistungen eindeutig berechenbar, so daß mit derselben Leichtigkeit auch Betriebspläne für Übergabeleistungen aufgestellt werden können. In diesem Falle ist es ohne Zweifel zweckmäßig, jedem der beteiligten Netze mit Ausnahme des frequenzhaltenden, eine Übergabestelle zuzuordnen, und jedem dieser Netze Vorschriften über den Verlauf der Leistung an seiner Übergabestelle zu machen. Da die Betriebspläne für die Übergabeleistungen aus denjenigen für die Austauschleistungen hergeleitet sind, werden auf diese Weise die sich auf die letzteren beziehenden Wünsche der Zentralwirtschaftsstelle zwangsläufig befriedigt. Im Falle des Vorkommens von Mehrfachkupplungen dagegen lassen sich die Betriebspläne für die Übergabeleistungen nicht ohne weiteres aus denjenigen für die Austauschleistungen herleiten. In diesem Falle muß man daher in Erwägung ziehen, den Lastverteilern der Netze Vorschriften für ihre Austauschleistungen zu machen, obwohl eine jede Austauschleistung nur durch Summenbildung einer Reihe von unter Umständen sehr weit voneinander entfernt gemessenen Einzelübergabeleistungen gewonnen werden muß. Gleichwohl ist es auch in mehrfach gekuppelten Netzen, wenn auch nicht so einfach wie bei einfach gekuppelten Netzen möglich, so zu verfahren wie bei den letzteren. In diesem Falle müssen auf rechnerischem Wege und unter Zuhilfenahme der sich ansammelnden Erfahrungen aus den Betriebsplänen für die Austauschleistungen solche für die Übergabeleistungen vom Zentrallastverteiler hergeleitet werden, wobei man auf große Genauigkeit von vornherein verzichten muß und kann. Sind diese Betriebspläne aufgestellt, so wird wieder wie im Falle der einfachen Kupplung jedem Netz mit Ausnahme des frequenzhaltenden eine Übergabestelle zugeordnet und ihm die Einhaltung des zugehörigen Betriebsplanes übertragen. Dabei bleiben im allgemeinen, da mehr als  $n - 1$  Übergabestellen vorhanden sind, eine Reihe von solchen übrig, an welchen sich die Leistungsverteilung frei einstellt und bei zutreffender Ermittlung der Betriebsplan für die Übergabeleistungen einigermaßen mit der Vorausberechnung oder besser Schätzung übereinstimmt.

Es ergeben sich sonst zwei voneinander verschiedene Aufgaben, von denen entweder die eine oder die andere technisch gelöst werden muß. Diese Aufgaben bestehen darin, daß ein Netz entweder die Leistung an einer Übergabestelle oder die Summe der Leistungen mehrerer Übergabestellen nach Vorschrift einregeln muß. Die Lösung dieser Aufgabe mittels Telephon und der Handregelung ist schwer möglich. Man wird daher eine Lösung vermittels einer Fernmessung oder einer automatisch wirkenden Fernregleinrichtung anstreben. Die letztere müßte etwa folgendermaßen arbeiten:

Der Ist-Wert der einzuregelnden Leistung wird zum Lastverteiler des betreffenden Netzes fernmeßtechnisch übertragen. Beim Regelverfahren nach Austauschleistung wird eine Reihe von Übergabeleistungen gemessen, auf getrennten Wegen zum Lastverteiler fernmeßtechnisch übermittelt und dort der Ist-Wert durch Summierung gebildet. Beim

Lastverteiler wird der Ist-Wert mit einem Soll-Wert verglichen. Der Soll-Wert wird auf irgendeine der im Absatz A beschriebenen Art der Leistungsanweisung vom Zentrallastverteiler übermittelt, ebenso wie dort die Leistungsanweisung vom Lastverteiler zu dem betreffenden Kraftwerk beschrieben wurde. Aus der Abweichung zwischen Ist-Wert und Soll-Wert wird ein Regleinfluß hergeleitet, welcher einem vom Lastverteiler aus zu wählenden Kraftwerk zugeleitet wird und damit auf die Regelung der Maschinen einwirkt.

Selbstverständlich muß auch der Zentrallastverteiler in ähnlicher Weise wie der Lastverteiler eines einzelnen Netzes über die Vorgänge in dem ihn interessierenden Teil des Netzes, d. h. in demjenigen Netzteil, durch den der Großleistungsverkehr geht, mittels Fernmessung und Fernmeldung orientiert werden.

### 3. Das durch die Rechtsbeziehungen bedingte Abrechnungsverfahren

In den bisherigen Erörterungen über die Rechtsbeziehungen zwischen den ihre Netze zusammenschließenden Partnern war nur die Rede gewesen von der Anzahl der geschlossenen Verträge und von den Partnern, zwischen welchen Verträge abgeschlossen werden sollen oder können. Außerdem bezogen sich die Erörterungen nur auf die Bestimmungen der Verträge, welche die wirtschaftlich-planmäßige Regelung des Leistungsflusses zum Gegenstand haben. In diesem Abschnitt soll im Gegensatz dazu von den Bestimmungen die Rede sein, welche sich auf die finanziellen Folgen einer stattgefundenen Leistungs- und Arbeitsverteilung beziehen. Solange die zusammengeschlossenen Partner paarweise untereinander Verträge schließen und solange mehrfache Netzkupplungen nicht vorkommen, sind besondere Bemerkungen überflüssig. Jedes Paar von Vertragspartnern kann untereinander beliebige Tarifbestimmungen in seinen Vertrag aufnehmen, ohne die übrigen Verträge zu stören. Außerdem befinden sich auch die Bestimmungen über den Leistungsverkehr und diejenigen über die Abrechnung miteinander insofern in Einklang, als es jedem Partner im Rahmen der vertraglichen Bestimmungen möglich ist, die tariflichen Bestimmungen durch Mehr- oder Minderbezug von Arbeit oder Leistung für sich günstig zu gestalten.

Sobald aber mehrfache Kupplungen vorkommen, entsteht eine Schwierigkeit, die ihren inneren Grund ebenso wie die betrieblichen Schwierigkeiten in der durch die zu große Zahl von Übergabestellen bedingten Überbestimmung hat. Schließen in einem solchen Falle die Partner paarweise Verträge und sind die tariflichen Bestimmungen der geschlossenen Verträge, von denen ebenso viele vorhanden sind als Übergabestellen, verschieden, so entsteht für einzelne Partner das Bedürfnis, ihre gesamte Austauschleistung in einem bestimmten Verhältnis auf die Übergabestellen zu verteilen, um die Verschiedenheiten der Tarifbestimmungen zweckmäßig ausnützen zu können. Dieser Wunsch ist lediglich hervorgerufen durch die Eigentümlichkeit der getroffenen Rechtsbeziehungen. Um ihn zu befriedigen, ist der Einsatz besonderer kostspieliger technischer Hilfsmittel erforderlich. I

liegt nahe, die Frage aufzuwerfen, ob ein derartiger Zustand nicht durch eine konsequenter Art des Vertragsschließens gebessert werden kann. Dies ist in der Tat der Fall. Zu diesem Zwecke braucht man nur die Forderung aufzustellen, daß der Abrechnung nicht die Übergabeleistungen, sondern die Austauschleistungen zugrunde gelegt werden. Dies läuft darauf hinaus, daß die Abrechnung genau so erfolgt, als ob das Gemeinschaftsnetz nicht die wirkliche in einem Beispiel in Abb. 14

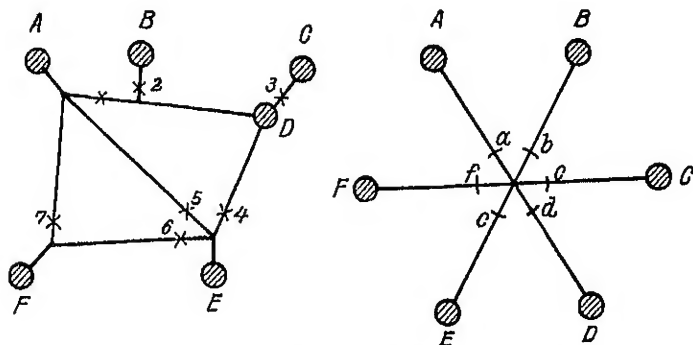


Abb. 14 und 15. Wirtschaftliche Sternschaltung.

dargestellte Gestalt, sondern diejenige einer Sternschaltung besitze, die in Abb. 15 gezeichnet ist. Die Ersatz-Sternschaltung hängt mit der wirklichen Schaltung in der Weise zusammen, daß die an den Übergabestellen  $a-f$  des Ersatznetzes fließenden Leistungen mit den Austauschleistungen des wirklichen Netzes übereinstimmen. Der Zusammenhang ist auch noch in der untenstehenden Tabelle dargestellt.

Netz	Übergabestelle	Übergabeleistungen	Summe
A	1, 5, 7	$+P_1 - - - +P_5 - +P_7$	$=P_a$
B	2	$- +P_2 - - - -$	$=P_b$
C	3	$- - +P_3 - - -$	$=P_c$
D	1, 2, 3, 4	$-P_1 -P_2 -P_3 +P_4 - - -$	$=P_d$
E	4, 5, 6	$- - - -P_4 +P_5 +P_6 -$	$=P_e$
F	6, 7	$- - - - - -P_6 -P_7$	$=P_f$
		Summe	$=0$

Ersichtlich ist nun die Verteilung der Übergabeleistungen bei gegebenen Austauschleistungen gleichgültig.

In noch höherem Grade wie hinsichtlich der Bestimmungen über die Regelung des Leistungsaustauschverfahrens ist es hier zweckmäßig, daß die Verträge oder doch der Teil derselben, welcher sich auf die Abrechnung bezieht, nicht paarweise zwischen je 2 Partnern, sondern zwischen je einem Partner und der Gemeinschaft der übrigen abgeschlossen werden. Geschieht dies, so erfolgt die Abrechnung zweckmäßig bei einer Verrechnungsstelle, die etwa der Zentralwirtschaftsstelle

angegliedert werden kann. Dabei ist es durchaus möglich, daß die Tarifbestimmungen der einzelnen Verträge sowohl ihrer Form als ihrer Höhe nach verschieden sind. Man kann hier z. B. von der Voraussetzung ausgehen, daß die Tarife für *gelieferte* Leistungen oder Arbeitsmengen unabhängig voneinander ausgehandelt und festgesetzt werden. Dann ergibt sich der Tarif für *bezogene* Leistung oder Arbeit aus der billigen Erwägung, daß eine bezogene Einheit, sei es Leistung oder Arbeit, in angemessenem Verhältnis auf die liefernden Netze umgelegt werden und bei der Verrechnungsstelle jederzeit Gleichgewicht zwischen Einnahmen und Ausgaben bestehen soll.

Diese Verteilung kann etwa in der Weise geschehen, daß eine von einem belieferten Netz bezogene Einheit im selben Verhältnis als von einem liefernden Netz bezogen gelten soll, als das letztere an der Gesamtlieferung an dem Gemeinschaftsbetrieb beteiligt ist<sup>2</sup>.

Man kann nun noch an dieser Art Verrechnung insofern Kritik üben, als die Gewichte, mittels derer für jedes belieferte Netz der mittlere Tarif gebildet wird, von ihm selbst nicht beeinflußt werden können. Dem kann man aber dadurch entgegenwirken, daß die Gewichte nicht auf Grund der sich wirklich ergebenden Leistungs- und Arbeitsverteilung, sondern von vornherein auf Grund der Vorausberechnung des Betriebes, also der Fahrpläne, an deren Festlegung die belieferten Netze beteiligt sind, festgelegt werden. Ersichtlich ist es bei einer derartigen Verrechnungsart für das belieferte Netz vollständig gleichgültig, in welcher Weise sich die Leistung bei gegebenen Kraftwerksleistungen im Netz verteilt. Selbstverständlich können auch liefernde und belieferte Netze zeitweilig ihre Rolle tauschen, so daß alle oder einige der Beteiligten zeitweise als Lieferer, zeitweise als Belieferte auftreten.

### Schlußwort

Warum erfolgen eigentlich die immer weitergehenden Zusammenschlüsse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen? Ist es notwendig oder wenigstens zweckmäßig, die immerhin recht beträchtlichen Kosten für den Zusammenschluß von Elektrizitätsversorgungsnetzen aufzuwenden?

Es besteht kein Zweifel darüber, daß es auch möglich wäre, viele kleine Elektrizitätswerke zu bauen und von jedem Werk aus einen begrenzten Bezirk zu versorgen. Man steht noch vielfach auf dem Standpunkt, daß ein „offener“ Betrieb mit mehreren unabhängig voneinander arbeitenden Elektrizitätswerken größere Betriebssicherheit aufweist als ein „geschlossener“ Betrieb, bei dem alle Werke durch mehrere Leitungen miteinander verbunden sind.

Die Auffassung, daß eine solche Betriebsweise sicherer ist als ein „geschlossener“ Betrieb mit möglichst vielen in ein gemeinsames Netz zusammenarbeitenden Kraftwerken wird damit begründet, daß einerseits ein Erd- oder Kurzschluß, der in irgendeinem Teil des geschlossenen Netzes auftritt, das ganze Netz in Mitleidenschaft zieht, also eine

<sup>2</sup> Vgl. ETZ 1920, S. 970 bzw. 985.

Störung des Gesamtnetzes zur Folge hat, andererseits damit, daß durch den Zusammenschluß von zu großen Kraftwerksleistungen Kurzschlußströme von solchem Ausmaß entstehen, daß sie nicht mehr beherrscht werden können. Solange diese Begründungen zutreffend waren, konnte den Bedenken gegen die „geschlossene“ Betriebsweise ihre Berechtigung nicht abgesprochen werden, denn die Betriebssicherheit muß insbesondere bei der Elektrizitätsversorgung von Großstädten und Industriegebieten als oberstes Gesetz gelten, gegen das sogar die Wirtschaftlichkeit vorübergehend zurückstehen muß.

Die Entwicklung der Technik, die sich auf dem Gebiete der Elektrizitätsversorgung in den letzten Jahren insbesondere mit der Frage des Selektivschutzes und der Kurzschlußsicherheit beschäftigt hat, ist jedoch heute so weit fortgeschritten, daß man beide Fragen als gelöst betrachten kann. Die Technik verfügt heute über Selektivschutzeinrichtungen, durch die alle Arten von Erd- und Kurzschlüssen in 1 bis 2 s mit Sicherheit abgeschaltet werden, ohne daß dadurch die Versorgung irgendeines Netzteiles eine Unterbrechung erleidet. Sie ist auch imstande, die größten Kurzschlußströme durch entsprechende Bauweise der Maschinen und Schaltapparate und durch Einschaltung von Reaktanzen unschädlich zu machen. Wird dies zugegeben, so bietet die „geschlossene“ Betriebsweise nicht nur größere Betriebssicherheit, sondern, wie in der Einleitung bereits erwähnt, auch weitgehende wirtschaftliche Vorteile gegenüber der „offenen“.

Die Erhöhung der Betriebssicherheit besteht darin, daß eine Betriebsunterbrechung in einem geschlossenen Betrieb kaum mehr denkbar ist. Denn die Reserveleistungen, die in einem geschlossenen Betrieb in jedem Kraftwerk mitlaufen, addieren sich und stehen in Summe dem ganzen Verbande, also auch jedem einzelnen der zusammengeschlossenen Netze zur Verfügung. Diese Reserveleistungen werden aber in größeren Verbänden mit Leichtigkeit die Größenordnung 100 000 kW erreichen, so daß der Ausfall auch der größten Einheiten, die man auf europäische Verhältnisse bezogen, mit etwa 50 000 bis 100 000 kW beziffern kann, ohne jede Störung spurlos vorübergehen wird. Die ausgefallene Leistung wird auf allen möglichen Leistungswegen von den sämtlichen zusammenarbeitenden Kraftwerken aufgebracht und weder zu einer Überlastung dieser noch der Verbindungsleitungen führen. Ein einzeln „offenes“ Betriebsnetz müßte zur Erreichung einer derartigen Betriebssicherheit Reserveleistungen in solchem Ausmaße leer mitlaufen lassen, daß sowohl die Kapitalaufbringung als auch die Betriebskosten dafür seine wirtschaftliche Leistungsfähigkeit in vielen Fällen übersteigen werden. Selbst wenn aber ein solcher Kostenaufwand noch in Kauf genommen werden könnte, ist damit noch nicht der Grad der Betriebssicherheit erreicht, den die „geschlossene“ Betriebsweise bietet, denn im geschlossenen Betrieb bedingt der Ausfall einer Maschine mit 50 000 kW eine Belastungssteigerung der übrigen Maschinen in der Größenordnung von 5 bis 10 %, kann also spielend bewältigt werden, im offenen Betrieb aber eine von 30 oder 50, vielleicht sogar von 100 %, kann also in vielen Fällen nicht mehr ohne Frequenz-

abfall, in manchen überhaupt nicht mehr ohne Störung des Gesamtbetriebes überwunden werden.

Die jederzeit betriebsbereite momentane Reserve, die der geschlossene Betrieb jedem der zusammengeschlossenen Netze bietet, ist nicht nur ein technischer, sondern auch ein recht bedeutender wirtschaftlicher Vorteil. Sie spart jedem einzelnen Unternehmen nicht nur Kapital und damit Zinsen und Abschreibungen, sondern auch laufende Betriebsausgaben, insbesondere für Brennstoff im Hinblick auf den Wegfall von Leerlaufverlusten. Der geschlossene Betrieb bietet aber auch noch eine Reihe anderer Vorteile.

Er gestattet die Kraftbeschaffung an der hierfür geeignetsten Stelle, insbesondere den Ausbau von Hochdruckwasserkraften im Gebirge, die Ausnützung von billigen Brennstoffen (Braunkohle, Steinkohle, Rohöl) in der Gewinnungsstelle, die Verwendung größter Maschinensätze, die nicht nur in ihren Beschaffungskosten je kW billiger sind als kleine Einheiten, sondern auch einen besseren Wirkungsgrad, geringeren Raumbedarf und andere Vorteile aufweisen. Die Zusammenfassung großer, weit voneinander entfernter Gebiete bedingt die Zusammenfassung des Kraftbedarfs für verschiedenartigste Zwecke, der naturgemäß auch zu verschiedenen Zeiten auftritt, also eine Vergleichmäßigung der Belastung und damit eine Erhöhung der Benutzungsdauer oder der Ausnutzung der Kraftwerke mit sich bringt. Konjunkturschwankungen machen sich nicht so sehr fühlbar, weil sie nicht überall zu den gleichen Zeiten und in dem gleichen Ausmaß auftreten. Sogar der Unterschied zwischen den Sonnenaufgangs- und Untergangszeiten macht sich in dieser Hinsicht bei ausgedehnten Gebieten schon angenehm bemerkbar. Die zeitliche Verlagerung der Wasserdarbietungen von Gebirgs- und Flachlandflußläufen bewirkt eine Vergleichmäßigung der Gesamtenergiedarbietung und damit wieder eine Einsparung von Wärmeersatzkräften. In einem Gebiete auftretender Energieüberschuß kann den anderen zu billigen Preisen zugeführt werden; sonst unausnützbare Wassermengen werden dadurch verwertet. Die zur Deckung der höchsten Gesamtlast erforderliche Leistung wird geringer, weil die in den einzelnen Gebieten auftretenden Spitzenzeiten zeitlich gegeneinander verlagert sind, ein Vorteil, der allein eine Einsparung von 20 bis 30% aufzustellender Maschinenleistung bedeutet.

Das Bestreben, den Zusammenschluß der Netze in immer weitergehendem Umfange durchzuführen, ist also wohl begründet und lohnt die Bemühungen der Technik, die hierzu erforderlichen Mittel ausfindig zu machen und immer weiter zu vervollkommen.

## Résumé

Le développement actuel de la distribution électrique en Allemagne tend vers la réunion des distributions locales, dans le but d'augmenter leur sûreté de fonctionnement, et leur économie.

Partant de ce fait, le rapport examine d'abord les conditions auxquelles doivent satisfaire les réseaux individuellement, dans leur construction, de même que les possibilités de l'interconnexion des réseaux, les moyens de contrôler les effets de

court-circuit, dans les connexions de réseaux, et les installations dont il faut pourvoir les réseaux pour combattre les perturbations. Il traite brièvement l'état actuel des installations protectrices pour génératrices, transformateurs, et convertisseurs. Au contraire, on accorde une attention soutenue aux installations de protection des installations de transmission, contre la mise à la terre, et le court-circuit — la compensation des courants de mise à la terre, et la protection à distance — car l'Allemagne a suivi une direction personnelle pour la compensation de la mise à la terre, et la protection à distance a atteint un développement définitif.

Les buts et les moyens, des mesures prises dans la lutte contre les surtensions sont soumis à un examen critique.

Suit une description des moyens de rendre inoffensives les surtensions qui se produisent accidentellement dans les réseaux, ainsi que des appareils dont on dispose actuellement pour enregistrer les surtensions.

Dans la seconde partie, on examine les moyens auxiliaires, d'organisation, ou techniques, pour le contrôle du courant d'énergie, permettant d'obtenir le plus grand degré d'économie dans les réseaux, tant individuels, qu'accouplés.

L'auteur traite largement la conception et l'exécution des plans d'exploitation, et expose les points de vue déterminants, dans la rédaction des contrats d'échange d'énergie.

La conclusion donne un sommaire des avantages de la réunion.

Dieser Bericht entstand unter Mitarbeit von:

- Dr.-Ing. J. Biermanns, Berlin
- Prof. Dr.-Ing. L. Binder, Dresden
- Dipl.-Ing. J. Leonpacher, München
- Dr.-Ing. G. Lesch, Mannheim
- M. Neustädter, Berlin
- Dr.-Ing. H. Piloty, Berlin
- Prof. A. Rachel, Dresden
- Dr.-Ing. E. Rühle, Berlin
- Dr.-Ing. R. Schimpf, Berlin
- Dr.-Ing. M. Schleicher, Berlin
- Dr. J. Sorge, Berlin
- Dipl.-Ing. F. Wipf, München.

## Literatur-Verzeichnis

### I. Schutz von Generatoren, Transformatoren und Umformern

- R. Bauck, Generatorschutz. Siemens-Zeitschrift 1920, S. 490.
- Ahrberg, Generatorschutzanlagen. Siemens-Zeitschrift 1927, S. 465.
- Piloty, Nullpunktterdung elektrischer Generatoren. AEG-Mitteilungen 1929, Nr. 6.
- Boll, Nullpunktterdung von Generatoren. BBC-Mitteilungen 1928, Heft: Mai/Juni.
- Piloty, Fortschritte auf dem Gebiete der Schutzrichtungen. ETZ 1928, Heft 36.
- Rudenberg, Kurzschlußströme beim Betrieb großer Kraftwerke. E. u. M. 1925, insbes. S. 104—106.
- Ahrberg und Gaarz, Differentialschutz für Transformatoren. Helios Bd. 33, Heft 30. (Vgl. auch „Wissenschaftliche Veröffentlichungen aus dem Siemens-Konzern“ Heft 4 und 5.)
- Buchholz, Das Buchholz-Schutzsystem und seine Anwendung in der Praxis. ETZ 1928, S. 1267; 1925, S. 700; 1927, S. 810.
- Hillebrand, Automatische Wiedereinstellung von Einankerumformern und Synchro-  
maschinen bei kurzzeitigen Störungen im Drehstromnetz. AEG-Mitteilungen 1929, Nr. 1 und 2.



*Kloss*, Verhalten von Umformern bei Netzstörungen und Verhalten bei Betriebsunterbrechungen. Siemens-Zeitschrift 1920, S. 617.

*Bauch*, Überlastrelais. VDE-Fachberichte-Sonderheft, Berlin 1928.

## II. Erdschlußspulen

*W. Petersen*, Begrenzung des Erdschlußstromes und Unterdrückung des Erdschlußlichtbogens durch die Erdschlußspule. ETZ 1919, S. 5, S. 17.

*J. Jonas*, Über den Schutz von Hochspannungsnetzen mit unsymmetrisch auf die Netzleitungen verteilter Teilkapazität gegen Erde. E. u. M. 1920, S. 453.

*R. Bauch*, Polerdung mittels Erdungsdrosseln als Schutz gegen Erdschlußstrom und durch ihn verursachte Überspannungen. ETZ 1921, S. 588.

*E. Neumann*, Erdung der Neutralen in Kabelnetzen, Versuche mit Erdschlußspulen im 30 kV-Kabelnetz der Bowag. ETZ 1924, S. 261, S. 294.

*II. Piloty*, Kompensation der Oberwellen im Erdschlußreststrom. VDE-Fachberichte 1920, S. 31.

*G. Boll*, Wirkung von Erdschluß- und Ausgleichspulen auf die gegenseitige Beeinflussung von Leitungen. ETZ 1928, S. 1640.

*H. Piloty*, Fortschritte in der Kompensation der Oberwellen im Erdschlußstrom. VDE-Fachberichte 1928, S. 43.

## III. Erdschlußrelais und Fehlerortsbestimmung

*Bauch*, Vorgänge bei Erdschluß. Siemens-Zeitschrift 1921, Heft 8.

*Arnold und Bennett*, Beitrag zur Erdschlußfrage in Hochvoltnetzen. ETZ 1925, Nr. 34.

*Gaarz und Sorge*, Über ein hochempfindliches Erdschlußrelais zum Erfassen von Erdschlüssen kürzester Dauer. Siemens-Zeitschrift 1925, Nr. 9.

*Schmittluz*, Das Asymmetrierelais. ETZ 1925, Nr. 26.

*Arnold und Bennett*, Die Fehlerortsbestimmung in Hochspannungsfreileitungen. Elektrizitätswirtschaft 1927, Nr. 439.

*Bennett*, Die Bekämpfung des Erd- und Kurzschlusses in Höchstspannungsnetzen. Verlag Oldenbourg 1927.

*Piloty*, Ein neues Erdschluß-Anzeigerrelais. AEG-Mitteilungen 1927, Heft 11.

*Ahrberg und Gaarz*, Der Erdschlußschutz in Hochspannungsnetzen. Helios 1928, Nr. 20/21.

*Sorge*, Neuerungen auf dem Gebiet des Kurzschluß- und Erdschlußschutzes. Siemens-Zeitschrift 1929, Nr. 9.

*Polak*, Eine Fehlerortsmeßbrücke für Freileitungen. Siemens-Mitteilungen 1930, Heft 2.

## IV. Distanzschutz

*P. v. d. Sierr*, Schutz gegen unnötiges Abschalten bei Kurzschlüssen und Überlastungen. ETZ 1920, S. 1002.

*F. Allen*, Der Überstromschutz durch Spannungsabfallrelais und seine Anwendung in der Praxis. ETZ 1924, S. 553.

*J. Biermanns*, Selektiv-Überstromschutz durch das Distanzrelais. Mitt. V.EI.W. Bd. 23, 1924, S. 360.

*M. Schleicher*, Zur Frage der Distanzrelais zum selektiven Abschalten beschuldigter Netzteile. D.EI.Betr. Bd. 22, 1924, S. 205.

*R. Arnold*, Der Relaischutz von großen Kraftanlagen. E. u. M. Bd. 43, 1925, S. 881.

*J. Biermanns*, Fehlerschutz von Hochspannungsanlagen. E. u. M. Bd. 43, 1925, S. 360.

*J. Biermanns*, Die Sicherung der elektrotechnischen Energieversorgung. ETZ 1925, S. 909, 954.

- E. Gross*, Betriebsergebnisse mit Selektivschutz durch Distanzrelais. E. u. M. Bd. 43, 1925, S. 881.
- J. Biermanns*, Selektivschutz in Freileitungs- und Kabelnetzen. Mitt. techn.-wiss. Ver. Schlosiens 1927, S. 44.
- J. Biermanns*, Selektivschutz von Hochspannungsnetzen. Bull. schweiz. El. V. Bd. 18, 1927, S. 122.
- E. Gross*, Selektivschutz durch Distanzrelais. E. u. M. Bd. 45, 1927, S. 801.
- W. Koch*, Über Distanzrelais. VDE-Fachberichte, Berlin 1927, S. 32.
- Fischer*, Erfahrungen mit dem Schutzsystem des Ostpreußenwerkes. ETZ 1928, S. 395.
- G. Lesch*, Das Brown-Bovori-Distanzrelais. BBC-Nachrichten Bd. 1, 1928, S. 27.
- G. Lesch*, Neuerungen auf dem Gebiete des Distanzschutzes. VDE-Fachberichte Berlin 1928.
- Poleck und Sorge*, Zeitstufen-Reaktanzschutz für Hochspannungsfreileitungen. Siemens-Zeitschrift 1928, Heft 12.
- A. Schmolz*, Die Entwicklung des Kurzschlußschutzes in den 110 kV-Leitungsanlagen der Bayernwerk A.-G. ETZ 1928, S. 455.
- J. Sorge*, Neuerungen auf dem Relaisgebiete. Siemens-Zeitschrift Bd. 8, 1928, S. 211.
- J. Sorge*, Impedanzschutz für Kabel- und Freileitungen. Siemens-Zeitschrift Bd. 11, 1928, S. 668.
- J. Stoecklin*, Der Selektivschutz von Freileitungen durch Distanzrelais. BBC-Mitteilungen Bd. 10, 1928, S. 279.
- J. Stoecklin*, Impedanzrelais als Selektivschutz für Freileitungen. Bull. schweiz. El. V. Bd. 19, 1928, S. 509.
- M. Walter*, Projektierung von Selektivschutzanlagen nach dem Impedanzprinzip. Buch, Charlottenburg 1928.
- G. Lesch*, Distanzschutz von Hochspannungsnetzen. Vorb.-Mitt. Dresdener ETV. Bd. 24, 1929, Heft 4/5.
- Puppikofer*, Minimalimpedanzrelais. Bull. schweiz. El. V. Bd. 20, 1929, S. 240.
- Rüdenberg*, Relais und Schutzschaltungen in elektr. Kraftwerken und Netzen. Buch, Berlin 1929, insbes. Abschn. VI.
- E. Rühle*, Der Schutz von Netzsystemen mit Radial-, Parallel- und Ringleitungen.
- A. Schmolz*, Die Entwicklung des Kurzschlußschutzes in den 110 kV-Leitungsanlagen der Bayernwerk A.-G. ETZ 1929, S. 579 u. 1399.
- J. Sorge*, Neuerungen auf dem Gebiet des Kurzschluß- und Erdschlußschutzes. Siemens-Zeitschrift Bd. 9, 1929, S. 536.
- M. Walter*, Selektivschutzeinrichtungen für Hochspannungsanlagen. Buch Oldenbourg, München.

## V. Betriebserfahrungen mit Distanzschutz

- E. Gross*, Betriebsergebnisse mit Selektivschutz durch Distanzrelais. E. u. M. Bd. 43, 1925, S. 881.
- Biermanns*, Selektivschutz von Hochspannungsnetzen. Bull. schweiz. El. V. Bd. 18, 1927, S. 122.
- Fischer*, Erfahrungen mit dem Schutzsystem des Ostpreußenwerkes. ETZ 1928, S. 395.
- A. Schmolz*, Die Entwicklung des Kurzschlußnetzes in den 110 kV-Anlagen der Bayernwerk A.-G. ETZ 1928, S. 455; 1929, S. 597, 1399.

## VI. Überspannungen

- Rüdenberg*, Elektr. Schaltvorgänge. Berlin, Springer 1923, Abb. 30, 37, 39.
- Matthias*, Gwittersstörungen und Überspannungsschutz. ETZ 1925, S. 873.

- Biermanns*, Zur Frage des Vorstufenschalters. ETZ 1926, S. 776.
- E. M. K. Sommer*, Experimentelle Untersuchungen über das Verhalten von Überspannungsschutzapparaten gegenüber Wanderwellen. Archiv für Elektrotechnik Bd. 18, 1926, S. 283.
- Roth*, Hochspannungstechnik. Berlin, Springer 1927, Abschn. 74.
- L. Binder*, Die Wanderwellenvorgänge auf experimenteller Grundlage. Verlag Julius Springer, 1928.
- L. Binder*, Einige Untersuchungen über den Blitz. ETZ 1928, S. 503.
- E. Flegler*, Überspannungen in Starkstromanlagen und ihre Bekämpfung. Archiv für Elektrotechnik Bd. 20, 1928, Heft 3.
- G. Frühauf*, Über die Verflachung der Wanderwellenstirn durch Ohmsche Widerstände. Diss. Dresden 1929.
- H. Heyne*, Messungen von Gewitterüberspannungen mittels Staffelfunkentrockner. Diss. Dresden; Archiv für Elektrotechnik 1929.
- Mayr*, Überspannungsableiter mit spannungsabhängigem Widerstand. AEG-Mitteilungen 1929, Heft 3.

## VII. Lastverteilung und Spannungsregulierung

- v. Mangoldt*, Über die wirtschaftliche Spannungsregulierung in Höchstspannungsanlagen. VDE-Fachberichte 1928, S. 15.
- Boll*, Automatische Fahrplansteuerung von Kraftwerken. VDE-Fachberichte 1929, S. 7.
- Jansen*, Die Kupplung und Unterteilung großer Netze mit Hilfe von Regeltransformatoren. ETZ 1929, S. 521.
- Leonpacher*, Die Lastverteilung in und zwischen Elektrizitäts-Großversorgungsnetzen. ETZ 1929, S. 887.
- Piloty*, Wirkung des Zusammenschlusses großer Netze auf ihren Betrieb. ETZ 1929, S. 985.

United States of America

# The Economics of Power Transmission as Influenced by Recent Stability Studies and Increase in Speed of Circuit Interruption

National Electric Manufacturers' Association

*Ch. Le G. Fortescue*

## Deduction of Power Transmission Factor

The expression for power input  $P_s$  and power output  $P_r$  of a transmission line of length  $l$  having impedance per mile  $Z$  and admittance per mile  $Y$ , sending end terminal voltage  $E_s$  and receiving end terminal voltage  $E_r$  with phase angle  $\theta$  between these two voltages, may be obtained from the formulæ

$$P_s - jQ_s = E_s^2 \sqrt{\frac{Y}{Z}} \coth \sqrt{ZY} l - E_s E_r e^{-j\theta} \sqrt{\frac{Y}{Z}} \operatorname{cosech} \sqrt{ZY} l \quad (1)$$

$$P_r - jQ_r = E_s E_r e^{j\theta} \sqrt{\frac{Y}{Z}} \operatorname{cosech} \sqrt{ZY} l - E_r^2 \sqrt{\frac{Y}{Z}} \coth \sqrt{ZY} l \quad (2)$$

where  $Q_s$  and  $Q_r$  are the symbols for the wattless kVA at sending and receiving ends respectively. The above equations are the conjugates of the usual equations representing the kVA input and output, and are used for the convenience of using  $Y$  and  $Z$  instead of their conjugates.

It will be noted that neither the input power  $P_s$  nor the output power  $P_r$  are a criterion of the average power actually transmitted, the former is too large and the latter too small. If, however, we consider the assumed case of transmission at equal absolute values of sending and receiving end voltages the average power transmitted may be defined as the arithmetic average of the output and input power and will represent approximately the actual power at the middle of the transmission line and the average of  $Q_s$  and  $Q_r$  will represent approximately the actual wattless kVA at this point also. The average kVA transmitted is therefore, for this case, given by

$$P_T - jQ_T = E_s^2 \sqrt{\frac{Y}{Z}} \operatorname{cosech} \sqrt{ZY} l \frac{e^{j\theta} - e^{-j\theta}}{2} \quad (3)$$

The quantity  $\sqrt{\frac{Y}{Z}} \operatorname{cosech} \sqrt{ZY} l$  is the admittance of the line at the sending end with the receiver end short circuited; let us express this by

$$g_s - j b_s = \sqrt{\frac{Y}{Z}} \operatorname{cosech} \sqrt{Z Y} l \quad (4)$$

then from equation (3)

$$P_T - j Q_T = E_s^2 (b_s + j g_s) \sin \Theta \quad (5)$$

The average power transmitted over the line is therefore

$$P_T = E_s^2 b_s \sin \Theta \quad (6)$$

and this is the quantity on which the stability of the transmission line depends. If we add to  $P_T$  one-half the line losses we obtain  $P_s$  and if we subtract the same quantity from  $P_T$  we obtain  $P_r$ .

The portion  $b_s$  of the admittance  $\sqrt{\frac{Y}{Z}} \operatorname{cosech} \sqrt{Z Y} l$  will remain practically constant for a given type of conductor if the ratio of the diameter of the conductor to the distance between conductors is constant. The height of the conductors above ground has an influence on its value but this is comparatively small. If, therefore, we make the diameter of the conductors and the distances between them proportional to the voltage we shall fulfill the corona requirements of the line and at the same time  $b_s$  will remain practically constant. To rigidly fulfill all the requirements it would be necessary also to consider the height above ground to be proportional to the voltage, but the error due to neglecting this requirement is small and may be ignored. The factor  $b_s$  of equation (6) is therefore practically a constant for any transmission line of given length irrespective of voltage, provided the ratio of the size of the conductors to the spacings between conductors is constant. In the practical design of transmission lines these proportions will vary over a considerable range for several reasons. Quite frequently the spacings are proportionately less for the lower transmission voltages than is considered at the present time desirable for 220 kV transmission. For short distances as will be shown later, larger conductors may be used efficiently and economically. It will also be shown that the same proportions will give the same economy at any other voltage.

### Stability Considerations

The other factor in equation (6) is  $\sin \Theta$  where  $\Theta$  is the phase difference between the sending end and receiving end voltage. This factor determines the stability of the transmission line and the permissible operating value of  $\Theta$  depends upon several conditions at the terminals of the line, namely:

1. The ability of the terminal apparatus to maintain the voltage at the terminals of the transmission line under fault conditions and after the fault is cleared. This involves the effectiveness of excitation systems for the synchronous machines.
2. The inertia of the rotating parts of connected apparatus.
3. The quickness of response of prime mover governors to changes of speed resulting from fault conditions on the transmission line.

4. The total time that elapses between the initiation of a fault and its removal.

Other factors that influence the permissible operating value of  $\sin \theta$  are:

- a. The number of transmission lines used. It will be obvious that from the point of view of stability where many lines are used they can all be worked harder than where only two lines are used, since the loss of one line will have less effect on the load that must be carried by the remaining lines.
- b. A second factor is an economic one and has to do with the performance required of the line. Where continuity of service must be preserved under all fault conditions, the permissible value of  $\sin \theta$  will be lowered.
- c. Most unavoidable faults are caused by lightning and usually result in the flashover of one conductor to ground. Consequently a great reduction in the initial shock to the system may be obtained by making the impedance to zero sequence and negative sequence current high. The double fault has also to be considered though it happens less frequently and its shock will be reduced if these impedances are kept high.

When comparing the potentialities of lines of different lengths as regards power transmission, the effect of the charging kVA on the permissible operating value of  $\sin \theta$  must be given consideration. With long lines the effect of charging current on synchronous apparatus connected to the line is to reduce the excitation required to maintain voltage under load. When faults occur the range of excitation that must be covered in a given time by the excitation system in order to maintain the terminal voltage is therefore greatly increased and it is more difficult to maintain stability. Consequently,  $\sin \theta$  will in general require to be reduced with very long lines as compared to short lines unless special remedial measures are used which will give the necessary range of excitation in the time limit required. However, for the sake of simplicity we may consider  $\sin \theta$  to be constant for a given set of terminal conditions, that is to say, speed of excitation and speed of operation of circuit interruptions.

### Discussion of Power Transmission Factor

With this assumption the value of  $P_T$ , equation (6), for different lengths of line will depend on  $b_s$  and  $b_s$  may therefore be considered as a factor of merit for comparing lines of different lengths irrespective of voltage. Fig. 1 shows the values of  $b_s$  for lengths of line from 50 up to 300 miles (80.6 to 483 km). This curve is based on an aluminum steel core cable line having a diameter 1.25 inches (3.17 cm) and spacing 19 feet (580 cm) for 220 kV or a similar cable having  $5/8$  inch (1.59 cm) diameter and  $9\frac{1}{2}$  foot (290 cm) spacing for 110 kV. This curve shows the value of  $b_s$  for 100 miles (161 km) to be 0.0139 and for 300 miles (483 km) to be 0.0048. Therefore, for 100 miles (161 km) the amount of power transmitted will be nearly three times that for 300 miles (483 km).

This curve indicates that, considering the electrical or admittance characteristics alone, the amount of power that can be transmitted for a given diameter conductor and voltage decreases with increasing length of line. Thermal limitations, because they involve constant current, for the same conditions are independent of the length of line.

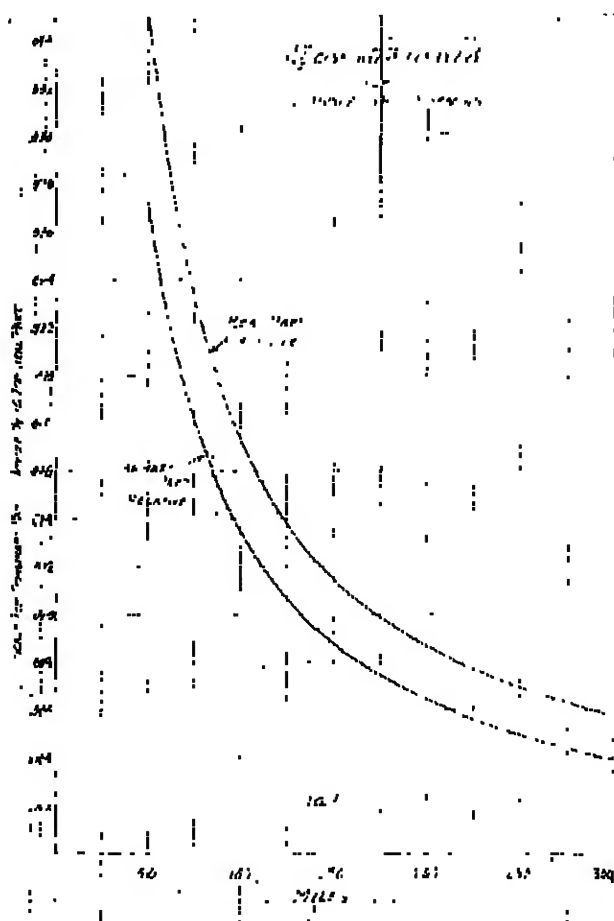


Fig. 1.

It follows, therefore, that that length of line for which these limits coincide will give the lowest cost per mile of conductor per kilowatt transmitted. If the line is made longer than this optimum length the amount of power will be less than the conductor will carry safely; if the line is made shorter the amount of power will be above the safe carrying capacity of the conductor. With increase in voltage the admittance limitations in power vary as  $E_s^2$ , but the thermal limitations in power

as  $E_s^2/\sqrt{E_s}$ . This latter relation follows from the relation that as the voltage increases the diameter increases proportionately. For a solid conductor the conducting area varies as  $E_s^2$  and the radiating area as  $E_s$ . The permissible current thus varies as  $E_s/\sqrt{E_s}$  and the resulting power as  $E_s^2/\sqrt{E_s}$ . It follows, therefore, that for a solid conductor the optimum length of line as regards conductor cost decreases with increasing voltage. Alternatives are to use cheaper material of lower conductivity or hollow conductors or conductors with base metal cores. For the alternatives, if the conductance per mile is made proportional to  $E_s$ , the length of line as determined by the radiation of the conductors and a given value of  $\sin \Theta$ , will be practically the same independent of voltage. The optimum length for each voltage will be between this length and that determined as outlined above by using the full cross section of the conductors, the proportion of the full cross section of the conductors being determined on the basis of the radiating surface of the conductors. If the conductor chosen is just within the corona limit we are at liberty to increase its diameter; this will have the effect of increasing the value of  $b_s$  the factor of merit of the transmission line, for a given length but not in proportion to the increase in diameter, whereas the current carrying capacity of the conductor will be increased in proportion to the  $1\frac{1}{2}$  power of the diameter. The optimum length of transmission line for the conductor of increased diameter will therefore be somewhat shorter. The cost per mile of the transmission line will, however, be increased due to the increase in cost of conductors and towers, the latter being required to support a greater deadweight and, a slight increase in lateral stresses and distortion stresses in case of mechanical failure of conductors. Furthermore, the increase in rating of the line as a result of using large conductors will involve larger synchronous condenser stations and if the conductors are rated up to their thermal limit the cost of the losses may be excessive. All these factors must be taken into account in determining the actual cost of transmission.

### Loss and kVA Absorbed

The kW dissipated in the line and the kVA absorbed by the line is given by the difference between equations (1) and (2), which is

$$P_L - jQ_L = 2 E_s^2 \sqrt{\frac{Y}{Z}} \operatorname{cosech} \sqrt{Y Z} l (\cosh \sqrt{Y Z} l - \cos \Theta). \quad (7)$$

The real and imaginary parts of  $\sqrt{\frac{Y}{Z}} \operatorname{cosech} \sqrt{Y Z} l$  and  $\sqrt{\frac{Y}{Z}} \cosh \sqrt{Y Z} l$  are given in Fig. 1 and 2, respectively. The values of  $P_r - jQ_r$  and  $P_s - jQ_s$  are as follows:

$$P_r - jQ_r = P_T - jQ_T - \frac{P_L - jQ_L}{2} \quad (8)$$

$$P_s - jQ_s = P_T - jQ_T + \frac{P_L - jQ_L}{2}. \quad (9)$$



The power transmitted by a three phase line is obtained from the equations given above by using the line to line voltage; if the line to neutral voltage is used the power for a single conductor is obtained.

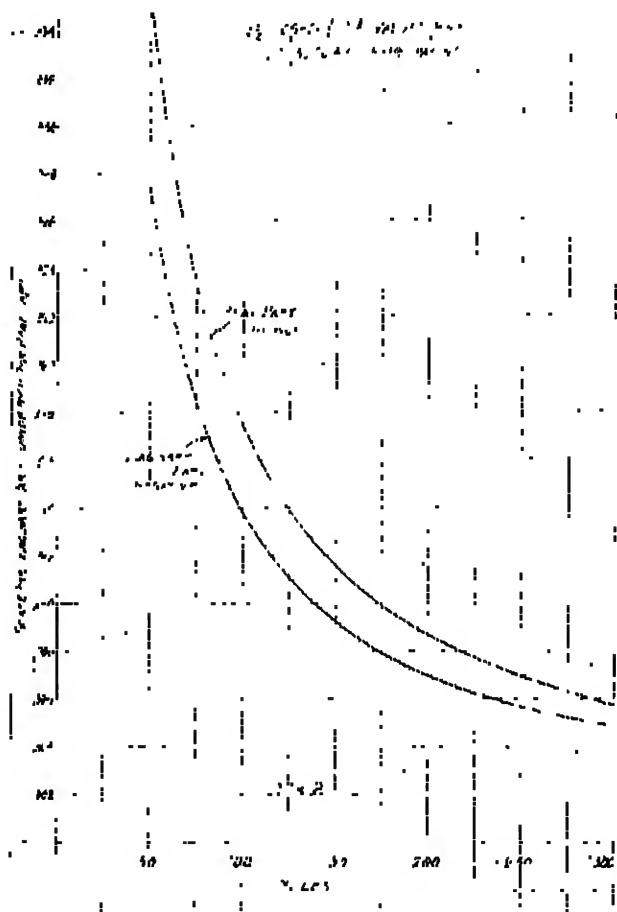


Fig. 2.

If  $\Theta$  be made equal to ninety degrees the values for power obtained (neglecting generator and load end characteristics) are the static stability limits of the transmission line for equal inertias at both ends.

### Further Discussion of Transmission Factor

Continuing the discussion of the optimum length of line it will be found that increasing the diameter of the conductor does not increase the ration of  $Q_r$  to  $P_r$  or  $Q_s$  to  $P_s$  under full load conditions for a given

length of line and therefore the requirements in the way of synchronous condensers will not be increased per mile per kW over that for the smaller conductor but, as mentioned before, the optimum length is somewhat shortened. If the cost of the line increases at a lower rate than the increase in current carrying capacity of the conductors re-

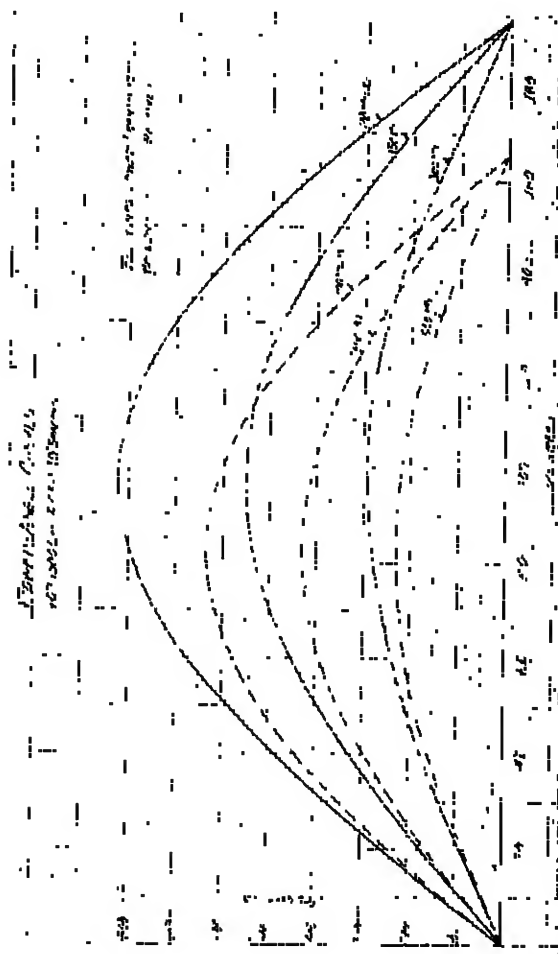


Fig. 3.

sulting from the increase in cross section, the transmission cost for the optimum length will be decreased as the diameter of conductor is increased but the rate of decrease may be small and a point may be reached at which the decrease becomes zero; this will be the absolute optimum length of line for the power transmitted. For a fixed length of line and  $\sin \theta$  fixed, the cost per mile per kW of transmission for a given voltage will increase with increase in size and weight of conductors.

There is, therefore, no advantage in increasing the size of conductors for a given length of line above that prescribed by stability limitations and a proper current density in the conductor.

Fig. 3 to 5 give the power angle and reactive power angle curves for 100 mile, 150 mile, and 300 mile lengths of straightaway transmission. The important points to note about these curves are the decrease in the amount of power that can be transmitted as the distance increases and

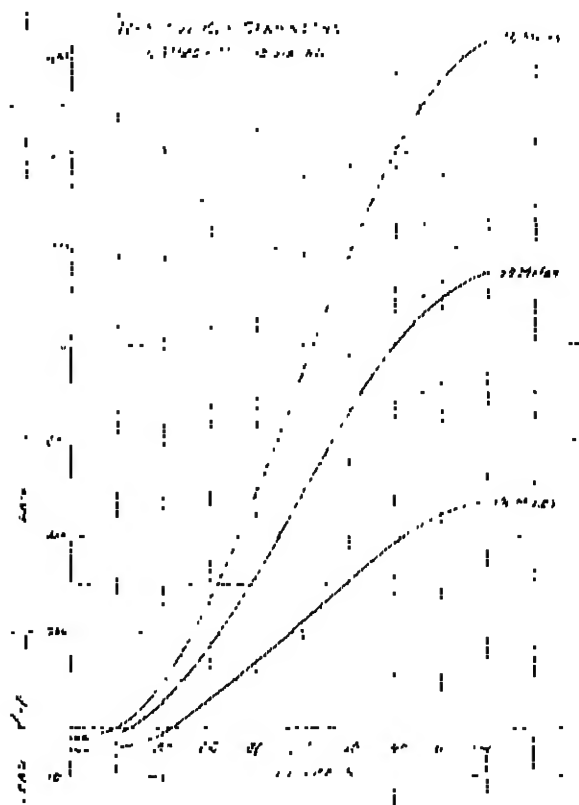


Fig. 4.

the great demand upon the synchronous condensers to maintain the voltage during large swings in the phase angle  $\Theta$ . In the preceding discussion it has been shown that the advantage to be obtained in power transmission by increasing the voltage lies not in any ability to transmit power longer distances, but in the fact that the power increases in proportion to the square of the voltage while the weight of conductor per mile with fixed current density increases directly as the voltage; this being based on the assumption that diameter and spacing are proportional to the voltage. In other words, for the same length of line the same amount

of power can be transmitted with a higher efficiency with a given order of stability as the transmission voltage is increased and the amount of copper required for the same amount of power will be inversely proportional to the voltage and the transmission loss per mile will also be inversely proportional to the voltage.

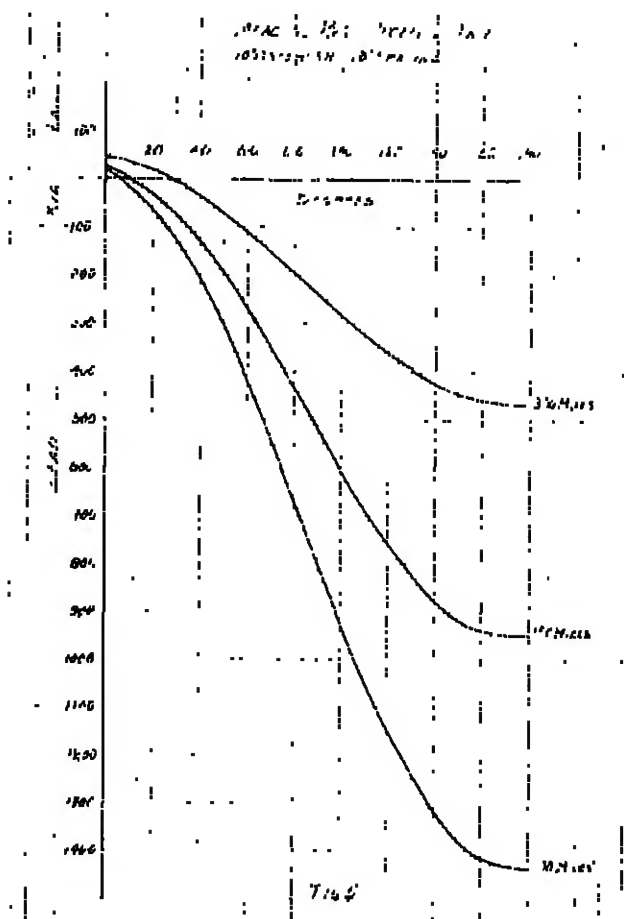


Fig. 5.

It is pertinent to ask then why the gain in cost by high voltage transmission is not greater. The answer is that while the cost of conductors is reduced for a given amount of power transmitted, the cost of the line supports increases at a rate probably not far from being proportional to the square of the voltage. This is due to the fact that the wind stresses, distortional stresses, and sleet load are increased in proportion to the voltage and the towers have to be made considerably

higher as the voltage is increased. There is, therefore, a gain due to the decrease in conductor cost per kW transmitted but this gain is not a large percentage of the total cost of the transmission line and may be entirely wiped out if the conditions for the lower voltage are more favorable to stability and therefore permit of using a higher value for  $\sin \theta$ . To illustrate by an example let us suppose that it is desired to transmit a certain amount of power at 154 kV or 220 kV and it is found that with four lines at 154 kV the conditions for stability are just satisfied. What will be the conditions at 220 kV? Here the number of lines should be two, but we find that with two lines the system will not be stable since this number of lines requires a smaller value for  $\sin \theta$ , it will therefore be necessary to use three lines, and these lines even with the same amount of copper will cost more than the four 154 kV lines.

Transmission line performance should be compared on the basis of equal distances and amount of power proportional to the square of the voltage, or what is the same thing, on the basis of the same number of lines. On this basis the cost of transmission per mile per kW transmitted is reduced with increase in transmission voltage. As regards synchronous condenser capacity required, this is proportional to the square of the transmission voltage and will, therefore, for a given length of line, whatever the voltage, be proportional to the amount of power transmitted for the given stability conditions imposed.

The cost per mile of single circuit transmission lines, constructed according to the specifications outlined in the previous discussion, may be approximately obtained by the following formula:

$$\text{Cost per mile of line in \$} = 3200 \left( \frac{kV}{100} \right) + 3200 \left( \frac{kV}{100} \right)^2 + 230 \left( \frac{kV}{100} \right)^3.$$

According to this formula a 220 kV line would cost \$ 25000 per mile, a 155 kV line would cost \$ 13500 per mile. The former would, for the same conditions of stability, transmit twice the amount of power that the latter would and the cost per kW per mile for the latter is only 8% greater than the former.

### Effect of Quick Response Excitation

It is customary in stability calculations to assume that the flux linkages of the field remain constant during the fault condition and after the fault is cleared the building up of voltage will depend on the type of excitation used. Quick response excitation insures that the field flux linkages shall not decrease, the rate at which the flux may be increased depends upon the ratio of normal to maximum exciter voltage obtainable. In the above discussion no mention is made of the reactance of the generator and transformer which enters into the stability problem but it may be well to state that on a proper basis of comparison the rating for the generator and transformers should be proportional to the static stability limit of the line for different lengths under consideration, and therefore the reactance of generators will always be

proportional to the reactance of the line. Consequently the phase angle for a given condition of stability will be practically constant whatever the length of line.

### Effect of High Speed Interruption of Faults

Within the last year great advances have been made in the design of circuit interrupters. As a result of recent developments it is practicable

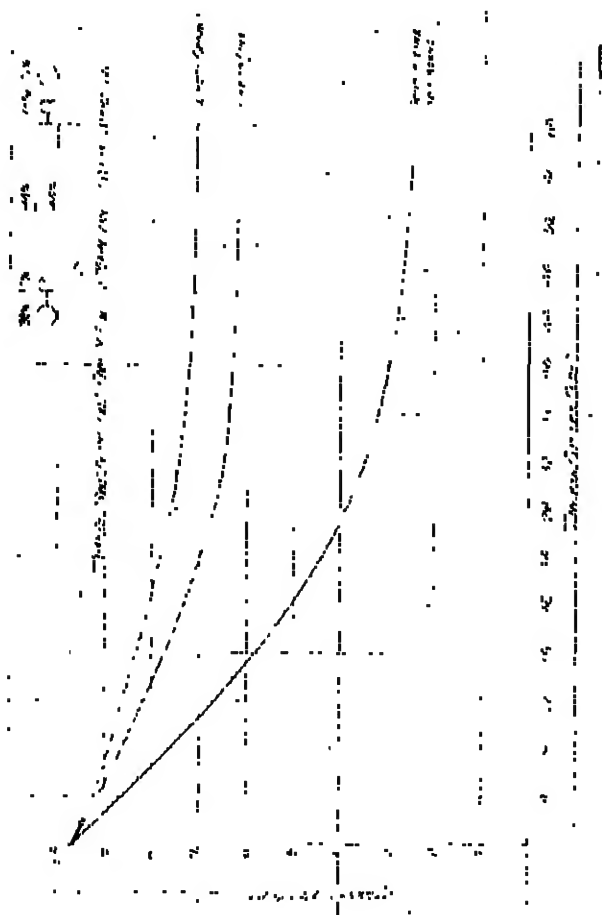


Fig. 6.

to use a circuit breaker which will clear a fault in twelve cycles or less after its initiation. An examination of Fig. 6 which gives the increase in the stability limit for a generator feeding a large system through two transmission lines, shows that even with a double line fault to ground the clearing of the fault by an eight-cycle breaker reduces the system disturbance to little more than that which would result from switching out one line under load. The curves further show that with

the most severe type of fault for the same stability the load limit has been raised from 0.25 to 0.76. For a more frequent type of fault the increase is from 0.62 to 0.86, a very substantial gain, and for line to ground faults which are the most frequent of all there is a substantial gain from 0.71 to 0.895. Expressed in terms of the language we have been using in our previous discussion this means that  $\sin \theta$  may be increased about 30 % by the use of high speed breakers for the more frequent type of faults. This, however, does not change the situation much as regards long distance transmission which depends upon  $\cos \theta$  but it appreciably increases the optimum length of transmission for all sizes of conductors and all voltages.

When long distance transmission has to be considered, we at once see that merely raising the transmission voltage does not permit of increasing the distance that power can be transmitted in the same proportion; the factor  $b$ , which is a factor of merit of the transmission system remains practically unchanged for a given length of the line irrespective of voltage. It is true that some economy may be obtained for long distance transmission by using hollow conductors or conductors with steel cores, but in countries where steel is predominant and where wind velocities are high the resulting saving is not very great. It appears to the writer that a rational policy should aim to use as large conductors as possible and load them so that the cost of the losses and the corresponding cost of the line are compatible. It does not seem sound from an economic point of view to reduce the carrying capacity of the conductors for the sake of using a straightaway transmission line.

### kVA Requirement of Transmission Discussed

A feature of transmission lines which does not seem to be generally understood is that just as much as in the case of a dynamo-electric machine they require excitation. This excitation as in the case of a dynamo-electric machine, will vary with the load, and must be supplied either by the generators or by synchronous condensers or by both.

Exciting kVA may be transmitted just the same as power, and in one elects to transmit, wattless kVA it will be done at the expense of power transmission, this is just as true for a transmission line as for a generator, in the latter we say it is operating at low power factor and rate it accordingly. The excitation requirements for a transmission line are distributed over the line and will vary with the amount of power transmitted. Therefore, the minimum kVA in excitation requirements will be required if this equipment is distributed at frequent intervals along the line but it must be remembered also that part of this excitation and in very long lines all of it, may be supplied by the capacity of the line. The inherent problem therefore in long distance transmission is one of excitation and if the excitation sources are too far removed from the points at which the excitation is required the exciting current has to be transmitted to these points by the line with a consequent loss in the ability of the line to transmit power. If, therefore, an appropriate system can be devised by which the excitation requirements of the line

are supplied from nearby sources of kVA such as synchronous condensers, condensers or other wattless kVA generating means, the problem of long distance transmission will be solved.

One way in which the excitation requirements of a long transmission line may be met is by inserting in series with the line, static condensers or other forms of negative reactance. This method was suggested by the writer prior to 1915, but was not advocated by him on account of several serious objections. One of the objections is that condensers have a limiting voltage and if they are subjected to higher voltage for an appreciable length of time they are liable to break down, consequently the condensers installed must be rated on the basis of the maximum sustained overvoltage and they must be protected against any abnormal voltage they might be subjected to during faults, by protective gaps, saturation of magnetic circuits of step down transformers or equivalent devices. It should be stated that when there are several transmission lines in multiple the increased rating of the condensers may not be very great and the effect of the protective devices during fault condition is probably beneficial. Another objection is that each installation requires a rather complicated insulating structure which may give trouble during lightning storms. This method of compensating for the effect of the line reactance might be called the Series Excitation Method.

### Discussion of Baum Principle of Power Transmission

In 1921 *Frank G. Baum*, in a paper presented at the Summer Convention of the A. I. E. E. at Salt Lake City, proposed a method for transmitting power over long lines which consisted in placing at suitable intervals along the line, synchronous condenser stations or other suitable wattless kVA generating means of sufficient rating and so regulated that under all conditions of operation the voltage at these points would be maintained within a predetermined range of variation. *Baum* called this type of transmission line a Constant Potential Line. The method might be aptly called the Shunt Method of Exciting the Line.

Considerable analytical study has been carried out during the past few years to determine the possibilities of this system of transmitting power. If the voltage could be maintained at each point under all conditions of operation the stability limit of the complete line would be that of the weakest section. Thus for example, a 300 mile line divided into three 100-mile sections would have a stability limit equal to that of a 100-mile line (Fig. 7) which is nearly three times that of a straight 300 mile transmission line. It was found during the early part of the study that with the established methods of excitation and the speeds of interruption of faults, then in vogue, on account of the high reactance of generators and synchronous condensers the advantage due to the *Baum* system was seriously limited due to transient instability. It was thought at first that this situation might be remedied by the use of special machines having high short circuit ratio, but the cost of such machines was very high. Later on the quick response



system of excitation was worked up and resulted in a substantial gain in the rating of the system utilizing *Baum's* principle as regards transient stability.

The recent development in circuit breakers enables the transmission engineer to use the *Baum* system to its fullest economy. This means that for long lines the value of the factor  $b_s$ , equation (6), which w

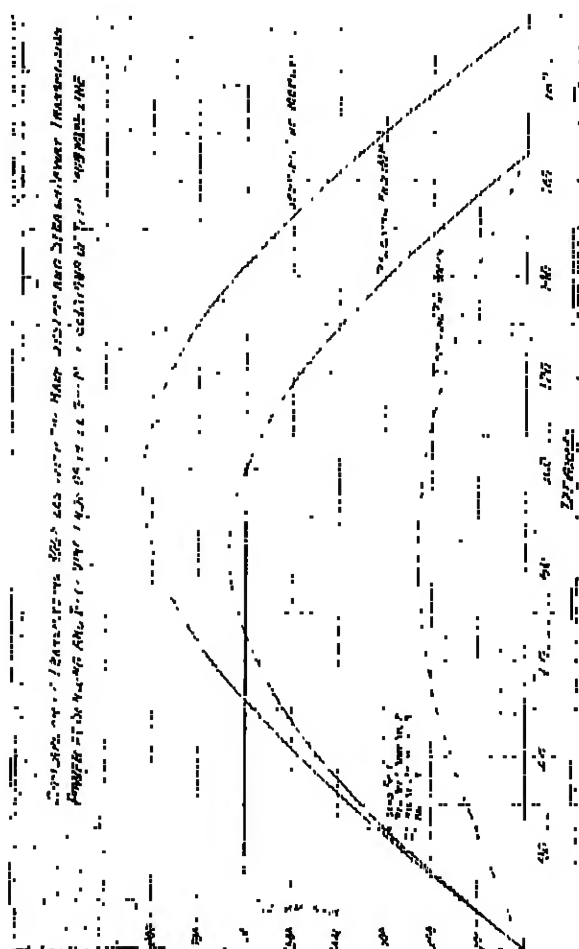


Fig. 7.

apply, corresponds to the shorter distances determined by the section of which the long line consists; in other words, the ability to transmit power with stability over distances using the *Baum* system is approximately the same as that of one of its sections, except for the line loss which must be subtracted.

It is well known that for short transmission lines, that is to say lines below 100 miles in length, the economics of the line may be comp

ted, taking stability into consideration on the basis of a modification of Kelvin's law. With long lines of the order of 200 or 300 miles, the design of the line is dictated almost entirely by the limitations imposed by considerations of stability; that is to say, the factor  $b_s$  of equation (6) and the resulting stability limitations practically dictate the design of the line. This means that the power limit with stability of long straightaway lines is very small and, if the controlling factors in mechanical design of most lines are sleet and wind conditions, very little gain in cost of lines can be affected by reduction in weight of conductor, due to the lowered power transmission. Consequently, the cost per mile per kW transmitted increases rapidly with the length of the line with straightaway transmission. In the case of the *Baum* system, the requirements in the matter of excitation of the line are practically proportional to the length of the line, and the amount of power transmitted is independent of the length of line, except for line losses and, therefore, the cost per mile per kW transmitted for the full length of line, as compared to one section, is practically in inverse proportion to their electrical efficiencies.

The importance of the *Baum* system in the economics of long distance power transmission cannot be overestimated. It enables the transmission line designer to take full advantage of all the economic factors, such as the optimum size of conductor and the optimum spacing of condensers with respect to cost and stability. Unfortunately, transmission engineers have not yet fully grasped the great economic advantages of the *Baum* system for long distance transmission of power. It was hoped by the writer that demonstrations with the mechanical model which shows admirably the possible increase of operating angle between the two ends of the system, would help towards this end, despite the limitations imposed by the difficulty of representing in the model such factors as quick response excitation and high speed circuit interruption. The development of high speed circuit interruption has considerably reduced the limitations imposed by the reactance and inertia of the intermediate condensers and the benefit of the *Baum* system for long distance transmission of power has been further enhanced.

On account of lack of reliable data on the cost of 220 kV transmission lines and the influence of such factors as weight of conductor and the total cost per mile of line, it is not possible at the present time to give actual figures for the cost per mile per kW transmitted for straightaway lines and lines utilizing the *Baum* principle, but I think that it is conservative to say that for a 300 mile line there will be a saving in cost the *Baum* system of between 10% and 20% over the straightaway system and for lines 400 or 500 miles in length the saving increases very rapidly.

In the past a large proportion of transmission lines were designed and operated without any consideration being given to conditions of stability. While the greater part of the outages have been caused in the past by lightning, a large number have been due to causes which

can be remedied, such as false relay operation and mistakes in operation. As regards the outages due to lightning, these may be reduced to one-half or one-third by the addition of overhead ground wires to a large number of lines which are operating at the present time without this protection. As regards future high voltage long distance transmission lines, these will probably be 220 kV. One important result brought out by the lightning investigations that have been carried out during the past two years is that probably most of the outages experienced with transmission lines are due to direct strokes; induced surges have potentials that are rarely sufficient to flash over a well insulated line; consequently, since all transmission lines, regardless of voltages, are about equally exposed to direct strokes, the higher voltage lines, on account of their greater spacings, higher insulation and better protection, will not suffer as much from lightning as the lower voltages lines. Furthermore, the general use of arcing rings on the insulator strings insures that when an outage occurs due to lightning, the insulator string will suffer no damage and the line can be put back in service immediately.

The use of high speed circuit interruption will further safeguard the lines from outage, as the time of arcing of the insulator string is reduced to one-third the former value which reduces the possibility of damage to conductors to practically zero and further safeguards transmission lines from outages due to lightning. Some lines have been partially equipped and have shown good results. These measures are at the present time too costly for general application, but these show good promise and it is probable that in the near future lines will be designed and built for which the outage factor due to lightning will be so low that they will be practically lightning-proof.

The economic trend in power distributed is towards the concentration of high efficiency generating stations at points where coal can be obtained with a minimum amount of handling and transportation charges, and to the transmission of the power from these plants by transmission lines designed and built economically, so that the cost of transmission of the energy delivered by them will be less than the cost of transporting and handling the amount of coal required to generate the same energy at the points of distribution.

The approximate design of a transmission line using the *Baum* system is a relatively simple matter. Let us, for example, consider a 300 mile line. Since the line must be an integral multiple of the section, we have three choices, namely, 150 miles, 100 miles, and 75 miles. Let us suppose the amount of power available justifies four lines, the requirement being that three lines shall be capable of carrying all the load when one line is out. Let us assume that the value of  $\theta$  has been determined as  $15^\circ$  to insure stability when one line becomes short-circuited and is interrupted by high speed circuit breakers. From the  $P_T$  curve for 100 miles, we find the approximate value of power transmitted per line at  $15^\circ$  is 200 MW, which at 200 kV is approximately 600 A but with three lines the approximate current would be 800 A. This would require an aluminum steel core cable 1.246 inches diameter.

The total amount of power transmitted with four lines will be approximately 800 MW. For 75 mile spacing and the same amount of power the value of  $\theta$  will be slightly less and for 150 mile spacing it will be slightly more. It is probable that with 75 mile spacing a small increase in the power transmitted will be justified and for 150 miles the amount of power with four lines will be somewhat less.

The losses and reactive kVA required for each section may be obtained very simply by plotting the curves for  $P_T + jQ_T$  and  $P_L + jQ_L$  from equations (4) and (7) on a large scale. Then as we pass from the receiving end section of the line back towards the sending end the input of the preceding section is the output of the succeeding section, the loss for each section can be read direct from the loss curve.

Line Section Miles	No. of Lines	Load per Line MW.	Cost of Con- ductors	Cost of Towers Installed	Total Con- denser Capa- city MVA.	Cost of Con- denser	Total MW. Losses	Cost of Losses	Capita- lized Losses	Total Cost
			\$	\$		\$		\$	\$	\$
800	8	100	6,700,000	41,728,000	881	5,750,000	86.8	1,500,000	10,600,000	68,776,000
150	4	200	8,200,000	20,868,000	400	6,000,000	81.8	1,880,000	9,200,000	44,268,000
100	4	200	8,200,000	20,868,000	886	5,790,000	81.44	1,872,000	9,170,000	44,028,000
75	4	200	8,200,000	20,868,000	806	5,490,000	81.0	1,856,000	9,050,000	48,000,000

Fig. 8 shows the graphical method of determining the sending and receiving end power angle diagrams. The curves  $P_T$  and  $P_L$  are plotted,  $P_L$  being drawn on both ends of the axis. The receiving end power is obtained from the value of the ordinate for a given angle between the  $P_T$  and  $P_L$  curves. The sending end power for a given angle is the value of the ordinate between the  $P_T$  and  $P_{L1}$  curves. The same procedure is followed in determining the curves for the reactive kVA.

In order to illustrate the comparative costs of a transmission line using the *Baum* system with sections of 75, 100, and 150 miles and straightaway transmission, the table was calculated. The calculations were based upon the transmission line and synchronous condenser stations only — the sending and receiving end transformers being omitted — using A. C. S. R. cable 1.246 inches diameter with an equivalent spacing of 19 feet.

The total load delivered in all cases was 800 MW. Upon this basis, from a stability standpoint, it was necessary to run eight lines for straightaway transmission in order to keep the angle between the ends of the line to a safe value. However, in the other cases, the lines required were only four which were operating at a slightly greater angle. In the latter case the switching out of one line will be more severe than in the former, but the shorter sections of line and the ability to maintain the voltage at the condensers makes operation with only four lines permissible. As has been previously stated, however, the three cases with the intermediate condensers will not have an equal degree of stability and for the design of an actual line the 150 mile sections perhaps would

not be worked as hard and the 75 mile section might be worked harder. For comparison, however, the assumptions are satisfactory.

It will be noted that the synchronous condenser kVA required for straightaway transmission is of the same order as with the other lines. In this case, the kVA is determined by the no load requirements as

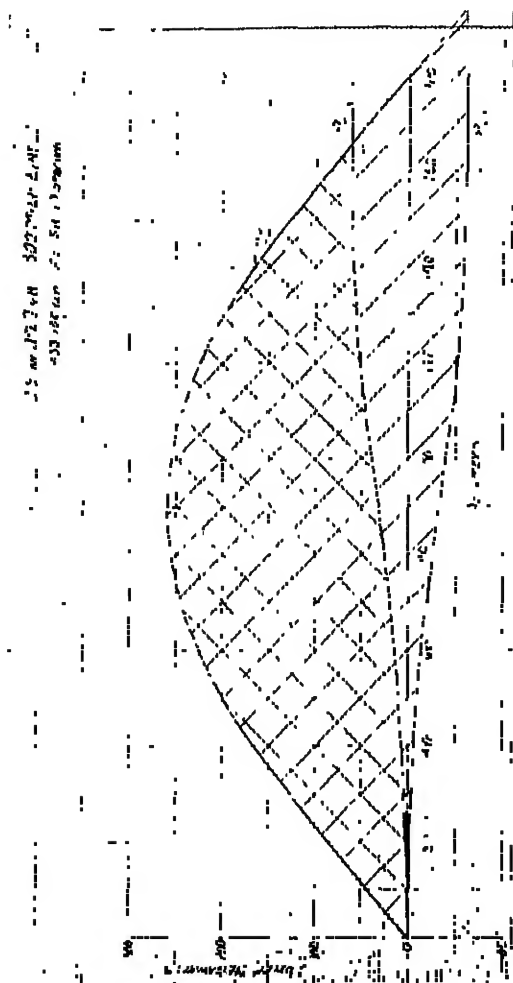


Fig. 8.

the full load kVA necessary is much less. If the operating angle is increased, the kVA requirements will increase rapidly.

By combining the cost of the conductors, towers, condensers and capitalized losses, the costs of the various systems are obtained. Although the cost of the lines using intermediate condensers is nearly the same, the cost of straightaway transmission is shown to be in this case about 45% greater. The values in Table I were estimated and are not the

result of a detailed analysis of each system, however, the result obtained are believed to be substantially correct, a more detailed study not being within the scope of such a short paper.

The design of a transmission system requires a large amount of study and analysis if a system is desired which is both economical and stable. The voltage, the size of conductors, the location of intermediate condensers, quick reponse excitation, high speed circuit breakers, lightning protection by ground wires, graded insulation, arresters, sectionalizing, relaying, etc., all must be carefully analyzed. When that is done a transmission line will result which will be economical not only from the standpoint of cost but also from the standpoint of stability or freedom from outages, as such a system would remain stable under all but the exceptional adverse conditions.

### Zusammenfassung

Der Inhalt dieses Aufsatzes soll nicht zeigen, wie Übertragungsleitungen berechnet werden sollen, sondern soll den Einfluß der neuesten Verbesserungen an modernen Ölschaltern, die eine starke Vergrößerung der Schaltgeschwindigkeit gestatten, auf die Kraftübertragung erörtern. Das Baum-System litt unter trägen Ölschaltern auf Grund der Tatsache, daß vorübergehend in Betrieb befindliche Phasenschieber die Spannung in den Leitungen nicht genügend halten konnten, um zu verhindern, daß das ganze System während der Dauer fehlerhafter Bedingungen ausfiel, aber mit Schnellunterbrechung ist die Zeit, während der fehlerhafte Bedingungen vorhanden sind, von  $\frac{1}{4}$  auf  $\frac{1}{7}$  früherer Werte mit langsamer Unterbrechung reduziert worden, so daß der Einfluß des Fehlers auf die in Betrieb befindlichen Leitungen praktisch vernachlässigt werden kann, und der ganze Vorgang ist nicht mehr als ein einfacher Schaltvorgang hinsichtlich der Stabilität des Systems. Obwohl bei direkter Übertragung die Leitungen nicht wirtschaftlich voll ausgenutzt sind, rein vom Gesichtspunkt der Übertragung aus betrachtet, so sind doch die Anforderungen hinsichtlich synchroner Phasenschieber sehr klein. Andererseits ist bei Anwendung des Baum-Prinzips die Übertragungsleistung voll ausgenutzt, im Hinblick auf die Übertragung, aber die Gegen-kVA der Leitung wird an verschiedenen Punkten zugeführt, so daß große kapazitive Blindleistung erforderlich ist. Die Folge ist, daß das Baum-System entschieden einen Vorteil vor der direkten Übertragung hat, wenn man lange Leitungen in Betracht zieht, aber für Leitungen unter 150 bis 200 Meilen Länge dürfte die Wirtschaftlichkeit nicht sehr viel größer sein. In dem Aufsatz werden die verschiedenen Faktoren besprochen, die für die Kosten der Übertragungsleitungen eine Rolle spielen, je nachdem sie für direkte Übertragung oder nach dem Baum-Prinzip entworfen sind. Weiter will der Bericht den Ingenieur auf die Vorteile des Baum-Systems aufmerksam machen und eine freie Diskussion über die Möglichkeiten der Kraftübertragung über weite Entfernungen mit Hilfe dieses Systems anregen.

Deutschland

## Elektrische Probleme der Energieübertragung auf große Entfernung

Zentralverband der deutschen elektrotechnischen Industrie und  
Vereinigung der Elektrizitätswerke

Prof. Dr.-Ing. R. Rüdenberg und Mitarbeiter

### I. Energietransport auf große Entfernungen

Prof. Dr.-Ing. R. Rüdenberg, Berlin

Die räumlichen Gebiete auf der Erdoberfläche, an denen die *Energie* des Wassers, der Kohle oder des Öles in großer Menge *anfällt*, sind *durch die Natur gegeben*. Manchmal liegen sie in unwirtlichen Gegenden, wie z. B. bei großen Wasserkraften in den Bergen. Die Orte des *Energieverbrauchs* sind meistens von den Menschen *frei gewählt* und liegen häufig im Flachland, am Meer, oder in anderen Gegenden mit guten Verkehrsmöglichkeiten.

Es ist daher nötig, die Energie vom Orte des Anfalls zum Orte des Verbrauchs *zu transportieren*. Dies kann in der potentiellen Form der Kohle oder des Öles durch Schiffe und Eisenbahnen erfolgen, oder in *kinetischer, leicht und direkt verwertbarer Form* durch elektrischen Strom, Druckluft, Gas oder ähnliche Agentien. Als Beispiel einer solchen *elektrischen Energieübertragung* von der Anfallstelle zum Verbraucher sei die kürzlich in Betrieb gesetzte elektrische Fernleitung *von den Alpen bis ins Rheinland* mit ca. 800 km Länge erwähnt. Pläne schweben für eine Verbindung der skandinavischen Wasserkraft mit den mitteleuropäischen Verbrauchszentren, der Pyrenäen mit Nordfrankreich und Belgien, und ähnliche transkontinentale Fernleitungen der Größenordnung von 1000 km und mehr.

Ein verfeinerteres Problem als das der reinen Übertragung der Leistung ist die Aufgabe des *Ausgleichs von Leistungsschwankungen* durch elektrische Fernleitungen. Eine Staffelung der von der Ortszeit abhängigen Belastungskurven unserer Verbrauchszentren erfordert *Ost-Westleitungen*, die in unseren Breiten für jede Stunde Lastverschiebung eine Länge von 1000 km haben müssen, um eine ausgleichende Wirkung auf die Konstanthaltung der Leistung der Energieerzeuger auszuüben. Derartige Ausgleichsleitungen müßten entweder zwischen den Verbrauchszentren oder den Erzeugungsstätten von Osten nach Westen gezogen werden. Ein weitgehender zeitlicher Lastausgleich kann durch

*Speicherwerke* geschaffen werden, die wegen der Benutzung natürlicher hydraulischer Becken meist an bestimmte geographische Lagen gebunden sind und daher ebenfalls häufig eine Leistungsübertragung über sehr große Entfernung fordern. Alle diese Ausgleichsleitungen sind ferner gleichfalls nützlich, um jederzeit eine *Betriebsreserve* zu besitzen, die der vollen Summe der einzelnen Kraftwerkleistungen entspricht.

Während früher vor allem die leichte Teilbarkeit der elektrischen Leistung und ihre einfache Umwandlung in andere Energieformen bestimmend für die Verwendung gerade des elektrischen Stromes als Energieträger war, treten in neuerer Zeit und in der Zukunft die eben genannten Gesichtspunkte hinzu und lassen ein *Energieausgleichsnetz über ganze Länder* entstehen, das die Wohn- und Arbeitsstätten der Menschen unabhängig von den Anfallstätten der Energie macht, und das unabhängig von der Tages- oder Jahreszeit und von sonstigen Schwankungserscheinungen jederzeit die benötigte Energie über die lokalen Verteilungsnetze zu liefern gestattet.

Im Gegensatz zu den *örtlichen Stromverteilungsnetzen*, deren Spannung aus Gründen der Stromwärmeverluste und der Leitungskosten schon bis zu 100 kV ansteigen kann, ist es bei den Entfernungen, über die sich solche großen *transkontinentalen Ausgleichsnetze* erstrecken, und bei den Energiemengen von etlichen hundert Megawatt, die hierfür in Frage kommen, erforderlich, *Spannungen von 200, 300 oder 400 kV* in Betracht zu ziehen. Dies ist allein schon aus den eben genannten wirtschaftlichen Gründen notwendig. Es treten aber bei den großen zu überbrückenden Entfernungen noch weitere *elektrische Schwierigkeiten* hinzu, die dadurch bedingt sind, daß wegen der hohen Spannung die kapazitiven Ladeströme und wegen der hohen Stromstärken die induktiven Spannungsabfälle eine überwiegende Rolle spielen. Dies ist wenigstens bei *Wechselstrombetrieb* der Fall, der wegen der leichten Umformung großer Leistungen auf hohe Spannung und zurück hierbei heute allein in Betracht kommt. Die *Blindleistung*, die durch die Selbstinduktion und Kapazität der Fernleitung bedingt wird, kann mit zunehmender Leitungslänge schließlich *eine solche Rolle spielen*, daß sie die zu übertragende Leistung völlig verdeckt.

Nun sind zwar die Verhältnisse der Ausbreitung des Wechselstromes auf langen Leitungen in einer großen Zahl von tiefgehenden theoretischen Abhandlungen seit langer Zeit geklärt. Jedoch liegt die *praktische Aufgabe* etwas anders: Man hat in den letzten Jahren gelernt, die schädlichen Einflüsse von Selbstinduktion und Kapazität auf den Betrieb langer Leitungen vollständig auszuschneiden, indem man die *Blindleistung kompensiert*. Ebenso hat man gelernt, die elektrostatischen Felder um die Fernleitung und die *Isolation gegen Hochspannung* im normalen Betrieb und auch bei den am häufigsten auftretenden *Erdschlußstörungen zu beherrschen*. Schließlich ist es gelungen, auch die Einwirkung der magnetischen Energie der Fernleitung auf deren Kraftwerke und Generatoren im Zaum zu halten und dadurch *Stabilitätsstörungen* des ganzen Systems zu vermeiden. Alle diese Einzelfragen, die vorwiegend den Großübertragungssystemen eigentümlich sind, werden im folgenden



vor allem für lange *Freileitungsstrecken* behandelt, jedoch wird in einem *Schlußabschnitt* auf die Besonderheiten eingegangen, die sich für *Fernleitungskabel* für Hochspannung ergeben.

## II. Elektrostatische Felder um die Fernleitung

Prof. Dr.-Ing. E. Marx

### 1. Koronaverluste

Die Koronaverluste an *trockenen Leitern* sind bei gegebener Spannung um so kleiner, je größer der Leiterdurchmesser und je glatter seine Oberfläche ist. Bei normaler Ausführung von Leiterseilen führt die Vergrößerung des Durchmessers bald zu wirtschaftlich untragbar großen Querschnitten und zu unbiegsamen Leitern. Der wichtigste Fortschritt im Freileitungsbau für sehr hohe Spannungen war deshalb die Entwicklung des *Hohlseiles*. Den Ausgangspunkt hierfür bildet eine Erfindung von *Rüdenberg*, der zuerst<sup>1</sup> vorschlug, das Innere eines Hochspannungsleiters isolierend herzustellen, um einen großen Außendurchmesser zu erhalten. Bei solchen Hohlseilkonstruktionen<sup>2</sup> wird der Durchmesser unabhängig vom aktiven Querschnitt, es werden ausreichende mechanische Festigkeit, Biegsamkeit, glatte Oberfläche und ein geringes Gewicht erreicht. Bisher sind in Deutschland Hohlseile mit 25 mm und mit 42 mm Durchmesser verwendet worden. Für normale Luftverhältnisse geben die Siemens-Schuckertwerke die nachstehenden Leiterdurchmesser als ausreichend an:

Spannung beim Verbraucher	Leiterdurchmesser
100 kV	12 mm
150 „	18 „
200 „	25 „
300 „	36 „
400 „	50 „

Die Spannungen bleiben hierbei etwa 25% unter der kritischen Spannung. Nimmt man die Spannung am Anfang der Leitung 10% höher an, so kommt man dort näher an die Korona-Anfangsspannung heran. Führt die Leitung *über größere Höhen*, so empfiehlt sich deshalb an diesen Stellen ein größerer Leiterdurchmesser. Die Spannung, bei der wesentliche Verluste einsetzen, ändert sich nach einiger Betriebszeit, da durch Verwitterung und durch Entladungen die Rauhmigkeit der Leiteroberfläche zunimmt<sup>3</sup>. Die Verluste werden dadurch schon etwa 30% unter der kritischen Spannung meßbar. Die Verlustkurve geht bei höherer Spannung allmählich in die für glatte, neue Seile über. Im Gebiete der Ansprechspannung liegen trotzdem die Verluste weit unter den bei Vollast auftretenden Kupferverlusten. Bis zu einem Seildurchmesser

<sup>1</sup> D.R.P. 308516 vom 10. 6. 1910.

<sup>2</sup> H. Schten, Dissertation Braunschweig vom 8. 7. 1927; R. Werner, Siemens-Jahrbuch 1927.

<sup>3</sup> Über Verluste an dicken Leitern und ihre Veränderung siehe z. B.: Peck, Dielectric Phenomena, New York 1920; Schten, a. a. O.; Kubach, Dissertation Darmstadt vom 18. 8. 1927; Hiemanns B. T. Z. 1927, S. 1531; H. J. Ryan, Proc. Nat. El. Light Assoc., New York 1928, S. 1026. Nach dessen Messungen tritt bei normalen Seilen im Gegensatz zu den Ergebnissen bei glatten Hohlseilen mit der Zeit eine Verringerung der Verluste ein.

von ca. 25 mm stimmen die gemessenen Verluste gut mit den nach der Peek'schen Formel berechneten überein.

Bei Regen liegt die Anfangsspannung tiefer. Die Verlustkurve steigt flach an und geht bei sehr hohen Spannungen nahezu in die Kurve für trockene Leiter über. Bei dicken Leitern setzt die Vergrößerung des Leiterdurchmessers die Verluste bei gleichbleibender Spannung wenig herab, weil der Durchmesser der Wassertropfen, die sich an der Unterseite des Leiters ansammeln, konstant bleibt. Um den *wirtschaftlichsten Leiterdurchmesser* zu erhalten, muß man unter Zugrundelegung der durchschnittlichen Zahl der Regentage im Jahre die Summe der Koronaverluste bei trockenem Wetter und bei Regen für verschiedene Leiterdurchmesser ermitteln. Die für diese Verluste aufzuwendenden Kosten werden bei Vergrößerung des Leiterdurchmessers geringer, andererseits wachsen dadurch die Kosten der Leitungsanlage. Durch eine Aufzeichnung der Gesamtkosten für die Verluste und für die Amortisation der Anlage über dem Leiterdurchmesser erhält man die günstigste Ausführung.

Am Hochspannungsinstitut der Technischen Hochschule Braunschweig wurden Versuche mit *umhüllten Leitern* ausgeführt. Es ergab sich, daß sich bei dünnen Leitern bis zu etwa 16 mm Durchmesser die Koronaverluste durch eine Hülle aus Isolierstoff ganz erheblich herabsetzen lassen. Auch bei Regen tritt eine allerdings etwas geringere Herabsetzung ein. Es ist jedoch fraglich, ob sich Hüllstoffe finden lassen, die den dauernden Einflüssen der Witterung und der stillen Entladungen gewachsen sind.

Schließlich muß die Veränderung der *Erdschlußströme* durch die Koronaverluste erwähnt werden, da in Deutschland die starre Erdung des Nullpunktes von Hochspannungsanlagen nicht gebräuchlich ist. Erhält ein Leiter Erdschluß, so erhöht sich die Spannung der anderen Leiter gegen Erde auf die verkettete Spannung. Dadurch tritt eine etwa 35 proz. *Erhöhung der Feldstärke* an diesen beiden Leitern ein. Da eine Anlage nur kurze Zeit im Erdschluß arbeiten wird, spielen die dabei auftretenden erhöhten Verluste selbst keine Rolle; der Verluststrom erhöht jedoch den Erdschlußstrom. Bei einer 220 kV-Leitung mit einem Leiterdurchmesser von 25 mm wird durch diese Verluste etwa ein Wirkstrom von 10 A je 100 km entstehen. Bei größeren Leitungslängen und bei Regen muß man mit Wirkströmen bis 100 A rechnen. Ist keine Erdschlußlöschschiene vorhanden, so macht dieser Wirkstrom nicht viel aus. Er tritt jedoch beim Vorhandensein einer solchen Löschschiene als *Reststrom* auf und kann zum Versagen der Löschung führen, falls man ihn nicht gesondert kompensiert.

## 2. Isolatoren

Für die Freileitungsisolierung kommen fast ausschließlich *Kappenisolatoren* in Frage. Hewlett-Isolatoren werden nicht mehr verwendet. Knüppel- oder Doppelkappenisolatoren sind für Spannungen über 100 kV nicht verwendet worden, weil sie in mechanischer Hinsicht nicht genügend Sicherheit boten. Die Kappenisolatoren werden in Deutsch-

land jetzt fast ausschließlich *ohne Innenkittung* gebaut, damit eine Treibwirkung des Zementes vermieden wird. Es werden für Hohlseile besonders kräftige Kappenisolatortypen verwendet.

Die Bestimmung der *Überschlagspannung* der Ketten erfolgte bis vor kurzem noch fast ausschließlich mit Wechsellspannung von 50 Hz trocken und bei Regen. Diese Messungen haben jedoch nur bedingte praktische Bedeutung, da im Betriebe nur bei äußerst starker Verschmutzung ein Überschlag bei dieser Spannungsart erfolgen kann. Normalerweise treten Überschlüge unter der Wirkung von *Spannungsstößen* oder stark gedämpften *hochfrequenten Schwingungen* auf. Die Erzeugung dieser Spannungsarten ist mit den vom Verfasser angegebenen Schaltungen<sup>4</sup> leicht in erforderlicher Höhe möglich. Die Überschlagspannung hängt bei diesen Prüfungen sehr wenig von einer Beregnung sowie von Oberflächenverschmutzung ab. Einen großen Einfluß besitzt jedoch bei Spannungsstößen die Zeitdauer des Spannungsanstieges und -abfalles. Diese Zeiten müssen natürlich bei der Prüfung mindestens ebenso kurz gemacht worden wie sie im Betriebe bei Störungen auftreten können. Bei der Prüfung von langen Ketten mit Spannungsstößen wird jedes Glied außerordentlich stark beansprucht. Es zeigt sich hierbei am besten, welche Isolatoren den Betriebsbeanspruchungen gewachsen sind.

Auch die bisher übliche Durchschlagsprüfung von Isolatoren unter Öl ist deshalb unmaßgeblich, weil das Öl einen großen Einfluß auf die Durchschlagspannung besitzt, und weil die Beanspruchung eine ganz andere ist als in Wirklichkeit. Auch diese Prüfung wird besser durch eine Prüfung einzelner Glieder mit extrem steilen Spannungsstößen ersetzt. Mit geeigneten Prüfanlagen lassen sich hierbei in Luft die zwei- bis dreifachen Werte der Überschlagwechsellspannung erreichen.

Die laufende *Stückprüfung der Isolatoren* erfolgt in Deutschland mit Wechsellspannung von 50 Hz  $\frac{1}{4}$  h lang. Diese Prüfung ist als Materialprüfung notwendig. Außerdem werden die meisten Isolatoren mit einer etwas höher liegenden Stoßspannung geprüft. Die in Amerika übliche Stückprüfung mit gedämpften, hochfrequenten Schwingungszügen, die in Abständen von  $\frac{1}{100}$  s auftreten, wird in Deutschland nicht für erforderlich gehalten, weil das deutsche Porzellan weniger zur Porosität neigt als das amerikanische.

Es ist üblich und zweckmäßig, an den langen Isolatorenketten *Lichtbogenschutzringe* anzubringen. Über den Verlauf der Lichtbögen und die günstigste Ausführung von Schutzarmaturen sind in der letzten Zeit wichtige Untersuchungen vorgenommen worden<sup>5</sup>. Die Schutzringe an den langen Ketten haben zugleich den Vorteil die Spannungsvorteilung zu verbessern.

Die *Stützisolatoren* für Schaltanlagen und die *Überwlrse* der *Durchführungen* werden bei sehr hohen Spannungen meist aus Steinzeug hergestellt. Mit diesem Material lassen sich die benötigten großen Isolatoren

<sup>4</sup> E. Marx, E. T. Z. 1924, S. 652; Siemens-Zeitschrift 1927, S. 528.

<sup>5</sup> Harald Müller, E. T. Z. 1928, S. 1872; Mitteilungen der Hermsdorf-Schomburg Isolatoren G. m. b. H., Heft 42; Draeger, Mitteilung der Porzellanfabr. Ph. Rosenthal & Co, Heft 15.

aus einem Stück herstellen. Das Innere der Durchführungen besteht meist aus Hartpapier mit metallischen Einlagen. In der neuesten Zeit sind auch Porzellandurchführungen ohne Hartpapierkörper mit Erfolg für sehr hohe Spannungen gebaut worden. Auch die Prüfung dieser Stücke erfolgt am richtigsten mit Spannungsstößen bis zum Überschlag, außerdem muß natürlich eine Materialprüfung mit Wechselspannung vorgenommen werden. Bei den Hartpapierdurchführungen wird meist eine Verlustwinkelmessung als Stückprüfung ausgeführt.

### 3. Überspannungen

Zur Feststellung von Überspannungen hat sich der *Klydonograph* sehr bewährt. Die Ergebnisse von amerikanischen Messungen haben auch in Deutschland viel Beachtung gefunden<sup>6</sup>. Auch in deutschen Netzen sind seit längerer Zeit sehr zahlreiche Klydonographen eingebaut worden. Meßergebnisse an Leitungen über 100 kV liegen allerdings bisher nur aus Amerika vor. Es sind dort an einer 220 kV-Leitung Werte bis zum 12fachen Scheitelwert der Phasenspannung gemessen worden. Es müssen demnach in den Anlagen außerordentlich steile Spannungsstöße aufgetreten sein, sonst hätten die Isolatorenketten durch einen Überschlag so hohe Werte unmöglich gemacht. Die Spannungswerte, die weit über die Anfangsspannung der Leitung hinausgehen, werden rasch durch Koronaverluste herabgesetzt, während niedrige Spannungswellen sehr weit laufen und an den Leitungsenden auf den doppelten Wert erhöht werden. Die Isolatoren in den Stationen sollen deshalb keine niedrigeren Stoßüberschlagsspannungen besitzen als die Freileitungsisolatoren. Die kleinste Stirlänge bei hohen Überspannungen wird zu 300 m angegeben. Um die erforderliche Sicherheit zu haben, muß deshalb die Prüfung der Isolatoren mit steileren Spannungsstößen erfolgen. Das ist mit Prüfanlagen in Laboratorien leicht zu erreichen.

## III. Blindleistungen der Fernleitung und ihre Kompensierung

Prof. Dr.-Ing. R. Rüdenberg

### 1. Übertragungsgrenzen

Der *Leitungswiderstand* übt bei langen Fernleitungen prinzipiell keine anderen Wirkungen aus als bei kurzen Leitungen. Er bewirkt *Energieverluste*, die man durch angemessene Leitungsquerschnitte und ausreichend hohe Betriebsspannung in einer wirtschaftlichen Größenordnung von etwa 10% auf je 1000 km halten kann.

Eine einschneidendere Wirkung übt die *Selbstinduktion* der Fernleitung aus. Denn unter ihrer Wirkung verschieben sich beim Durchtritt immer stärkerer Ströme die Spannungsvektoren an den Enden der Leitung gegeneinander, so daß die *übertragene Leistung*, die von diesem Phasenwinkel abhängt, schließlich einen *Grenzwert* erreicht, und die Maschinen an den Enden auseinanderfallen können. Für eine ideale

<sup>6</sup> *Neuhäus, Siemens-Zeitschrift* 1929, S. 398.

Leitung, die nur Selbstinduktion besitzt, wäre die *maximal übertragbare Leistung*

$$W_m = \frac{E_1 E_2}{\omega L}, \quad (1)$$

wobei  $E_1$  und  $E_2$  die Spannung an den Enden und  $\omega L$  die Induktanz der Leitung bezeichnet. Widerstand und Kapazität drücken diese Leistungsgrenze *noch weiter herab*. Da man niemals bis an die wirkliche Grenzlast gehen darf, und da auch die Transformatoren und Maschinen erhebliche Selbstinduktion besitzen, so kann man für verschiedene Spannungen und Entfernungen durch einen *Drehstromleitungsstrang* praktisch nur *Leistungen übertragen*, deren ungefähre Werte in Tabelle 1 angegeben sind. Für Drehstromdoppelleitungen gelten natürlich doppelt so große Zahlen.

Während diese induktive Spannung vor allem bei starker Belastung der Leitung wirkt, treten bei *schwacher Belastung* und bei Leerlauf die *Kapazität der Fernleitung* und die durch sie verursachten Ladeströme schädlich in Erscheinung. Die Ladeströme bewirken beim Durchfließen der Selbstinduktion der Leitung eine *Spannungssteigerung*, deren Betrag bei Vernachlässigung des Widerstandes

$$\frac{E_2}{E_1} = \frac{1}{\cos \frac{\omega a}{v}} \quad (2)$$

beträgt, wobei  $a$  die Leitungslänge und  $v$  die Ausbreitungsgeschwindigkeit ist. Tabelle 2 stellt die Spannungsschwankungen längs der Leitung für Freileitungen und Kabel bei *Leerlauf* mit 50 Per/s dar, und man sieht, daß sie bereits bei Leitungen über 200 bis 300 km Länge Werte erreichen, die für den Betrieb unserer Netze mit konstanter Spannung bedenklich sind. Die Spannungssteigerungen in den Transformatoren kommen natürlich hier noch hinzu.

Die beiden Einflüsse der Spannungserhöhung durch den Ladestrom und des Spannungsabfalls durch den Betriebsstrom halten sich bei widerstandsarmen Leitungen bei einer bestimmten Belastung das *Gleichgewicht*, die die *natürliche Leistung* der Fernleitung genannt wird. Sie ist

$$W_n = \frac{E^2}{Z} = E^2 \sqrt{\frac{c}{l}}, \quad (3)$$

wobei  $Z$  als Wurzel aus Selbstinduktion  $l$  und Kapazität  $c$  den *Wellenwiderstand* der Leitung darstellt. Tabelle 3 zeigt für verschiedene Leistungsarten die natürliche Leistung in Abhängigkeit von der Spannung. Überschreitet man bei langen Fernleitungen diese Leistungen erheblich, so treten erhebliche induktive *Spannungsabfälle* auf. Bei doppelter natürlicher Leistung ist ihr Betrag durch  $\frac{\omega a}{v}$  gegeben und in der oberen Zeile der Tabelle 2 angeschrieben.

Vergleicht man die natürlichen Drehstromleistungen von Freileitungen nach Tabelle 3 mit den Grenzwerten von Tabelle 1, so erkennt

man, daß die Kraftwerke ohne weiteres nicht über größere Entfernungen als 200 km stabil miteinander arbeiten können. Bei Übertragung der doppelten natürlichen Leistung sinkt dieser Grenzwert gar auf 100 km herab.

## 2. Kompensation der Blindleistung

Beim Betrieb mit natürlicher Leistung ist die *kapazitive* Blindleistung des elektrostatischen Feldes gerade *gleich der induktiven Blindleistung* des elektromagnetischen Feldes der Leitung. Die *Spannung* längs der Leitung *bleibt konstant*, so daß dieser Zustand sich der üblichen Forderung unserer Netze, die an den Enden oder an Zwischenpunkten der Fernleitung angeschlossen sein können, vorzüglich anpaßt.

Wenn man diesen Betrieb mit konstanter Spannung auch *bei anderen Leistungen* in der Fernleitung aufrechterhalten will, so muß man dafür sorgen, daß die kapazitiven und induktiven Blindleistungen *jederzeit im Gleichgewicht* stehen. Man könnte z. B. bei *stärkerer Belastung* die natürliche Kapazität der Leitung durch *künstlich zugeschaltete Kapazitäten* vergrößern. Dann würde man nach Gleichung (3) bei Vervierfachung der Kapazität die doppelte Leistung mit konstanter Spannung übertragen können. Ebenso kann man bei *schwächerer Belastung* die wirksame Kapazität der Fernleitung durch *Anschaltung von Drosselspulen* verkleinern. Kompensiert man derart den Ladestrom der Leitung mehr und mehr, bis schließlich die resultierende Kapazität auf Null zurückgeht, so kann man den Betrieb der Leitung mit konstanter Spannung nach Gleichung (3) bis auf beliebig kleine übertragene Leistungen ausdehnen.

Durch diese *künstliche Kompensierung der Fernleitung und ihre richtige Regelung* kann man also auch kleinere und größere Leistungen als nach Tabelle 3 mit konstanter Spannung *auf beliebige Entfernungen* übertragen. Jedoch wird der Aufwand an Kompensierungsmitteln bei erheblicher Steigerung über das etwa 1,5 bis 2fache dieser Tabellenwerte recht erheblich.

Es ist nicht erforderlich, die Kompensierung gleichmäßig über die Fernleitung zu verteilen, sondern es genügt, sie *an diskreten Punkten* durchzuführen, da die künstlich zugeführten Kompensierungsströme sich über kürzere Leitungsabschnitte ohne erhebliche Störungen ausbreiten. Zweckmäßigerweise wird man die *Abstände der Kompensatoren* für Fernleitungen mit 50 Per/s *nicht größer als 100 bis 200 km wählen*, damit die Spannungsschwankungen innerhalb jedes einzelnen Abschnittes, für den natürlich Gleichung (2) und Tabelle 2 unverändert gelten, nicht zu groß werden, und damit die Grenzleistungen nach Gleichung (1) und Tabelle 1, die man jetzt den einzelnen Abschnitten der Fernleitung für sich zuordnen kann, nicht zu gering werden.

Gelingt es so, den schädlichen Einfluß von Selbstinduktion und Kapazität der Fernleitung auf die Spannungshaltung durch Kompensierung vollständig zu beseitigen, so bleibt nunmehr noch die *Wirkung des Ohmschen Spannungsabfalls* bestehen. Bei langen Übertragungsstrecken ist es wünschenswert, auch diese Spannungsschwankung zu beseitigen, um in allen Punkten der Leitung, an die Erzeuger- oder Verbraucher-

netze angeschlossen sind, mit *völlig konstanter Spannung* arbeiten zu können. Man kann dies erreichen, wenn man der Fernleitung über den obengenannten Kompensierungsstrom hinaus noch einen *Zusatzblindstrom* aufdrückt, der in der Induktanz der Leitung gerade eine solche *Spannungserhöhung* bewirkt, daß der Spannungsabfall des Wirkstromes im Ohmschen Widerstand aufgehoben wird. Dieser Zusatzblindstrom von *kapazitiver Richtung* muß daher sein

$$J_b = -\frac{R}{\omega L} J_W. \quad (4)$$

Bei großen Fernleitungen beträgt er etwa 10% des Leistung übertragenden Wirkstromes, seine Energieverluste spielen daher praktisch keine Rolle. Seine Zuführung kann gemeinsam mit dem Kompensationsblindstrom für die Kapazität der Fernleitung erfolgen.

### 3. Maschinen und Apparate zur Kompensierung

Vergleicht man die der Fernleitung *künstlich zuzuschaltende Kapazität*  $C$ , die zur Übertragung einer beliebigen Leistung  $W$  mit konstanter

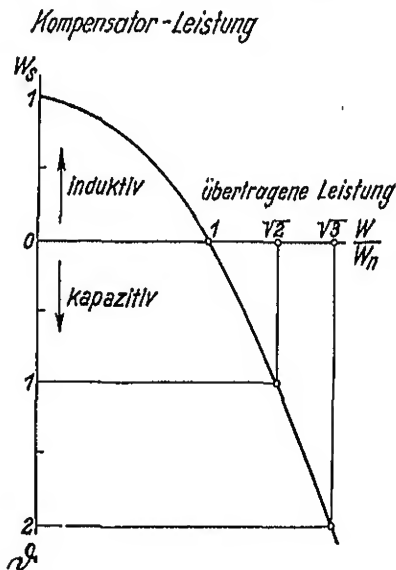


Abb. 1. Abhängigkeit der Kompensationsleistung von der übertragenen Leistung

Spannung nötig ist, mit der *natürlichen Kapazität*  $c$  nach Gleichung (3) so erhält man für deren Verhältnis

$$\frac{C}{c} = \left(\frac{W}{W_n}\right)^2 - 1, \quad (5)$$

eine Abhängigkeit, die in Abb. 1 graphisch dargestellt ist.

An Stelle der Veränderung der Kapazität könnte man auch die *natürliche Selbstinduktion*  $l$  der Leitung durch Einschalten künstliche

Mittel *vergrößern oder verkleinern*. Man würde dasselbe Ergebnis hinsichtlich der Leistungsübertragung mit konstanter Spannung erzielen, und würde auch für die Leistungsfähigkeit des Kompensators dieselbe Kurve der Abb. 1 erhalten. Die *spezielle Schaltung* des Kompensators, ob in Serie oder in Parallele zur Leitung zwecks Herstellung des Gleichgewichts zwischen elektrostatischer und elektromagnetischer Blindleistung der Fernleitung, *ist also gleichgültig*, es kommt nur darauf an, dieses Gleichgewicht bei Übertragung jeder beliebigen Wirkleistung überhaupt herzustellen, wenn man mit konstanter Spannung arbeiten will.

Ebenso ist es auch gleichgültig, ob man zur Kompensation Drosselspulen und Kondensatoren verwendet oder ob man die zuzuführende *Blindleistung in Maschinen* erzeugt, die synchroner oder asynchroner Bauart sein können. Da man nun nach Abb. 1 *für kleinere Leistungen* als die natürliche induktiv kompensieren muß, so sind in diesem Bereich nur *Drosselspulen oder untererregte Blindleistungsmaschinen* zu gebrauchen. Bei Belastung der Leitung *über ihren natürlichen Wert* hinaus muß kapazitive Blindleistung zugeführt werden, hier sind daher nur *Kondensatoren oder übererregte Synchron- oder Asynchronmaschinen* brauchbar.

Nutzt man die Fernleitung nur bis zu ihrer natürlichen Leistung nach Tabelle 3 aus, so ist die Verwendung von Drosselspulen als Kompensator am wirtschaftlichsten. Sie müssen bei veränderter Belastung der Leitung gemäß Abb. 1 *in ihrer Blindstromaufnahme geregelt werden*, was durch Wicklungsanzapfung oder durch Zu- und Abschaltung mehrerer Spulen stufenweise erfolgen kann, oder auch durch Änderung des magnetischen Widerstandes, z. B. mit Drehankern, auf stetige Weise. Man wird die *Regelung in möglichst kurzen Zeiten* durchführen, um auch während der Belastungsänderung nur geringe Abweichung von der Spannungshaltung zu bewirken.

Soll die Fernleitung größere als die natürliche Leistung übertragen, was im Interesse ihrer Ausnutzung wünschenswert ist, so müssen die Kompensatoren kapazitive Leistung erzeugen. Die Verwendung von Kondensatoren wird relativ teuer, es ist hier *günstiger, durch Blindstrommaschinen zu kompensieren*, die dann natürlich auch für den unteren Leistungsbereich mit verwendet werden können. Um die Abgabe der Blindleistung bei schwankender Belastung der Fernleitung richtig zu steuern, muß der *Erregerstrom der Maschine beeinflusst werden*, und zwar muß er bei Vermehrung des Wirkstromes in der Leitung oder bei einer daraus folgenden Spannungssenkung verstärkt, im entgegengesetzten Falle geschwächt werden. *Synchronmaschinen* besitzen die ungünstige *Eigenschaft*, daß sie bei Änderung der Lage des Spannungsvektors zum Pendeln neigen, was bei jeder Belastungsänderung auf der Fernleitung oder jeder von außen kommenden Störung eintreten kann. *Asynchronmaschinen* benötigen zu ihrer Erregung eine Drehstromkollektormaschine, die durch die Eigenart ihres Drehfeldes in bezug auf Funkenbildung ungünstiger arbeitet, als ein Gleichstromerreger.

Die *Kompensatoren zur Spannungshaltung der Fernleitungen* stellt man, wenn irgend möglich, *in den gleichen Stationen* auf, in denen sowieso



lokale Netze an die Leitung geschlossen sind. Dies ist natürlich nur zulässig, wenn solche Anschlußpunkte innerhalb der zulässigen Entfernungen nach Tabelle 1 und 2 vorhanden sind, anderenfalls muß man regelbare Kompensatoren als *Stützpunkte für die Spannung* der Fernleitung innerhalb dieser Grenzentfernungen aufstellen. Bei Vereinigung mit vorhandenen Netzen darf man deren Maschinen für die Kompensationswirkung benutzen, wenn sie nicht ihrerseits über gar zu lange Leitungen mit großer Induktanz an die Fernleitung angeschlossen sind.

#### 4. Spannungsreglung der Fernübertragung

Für die Regelung der Kompensatoren kann man zwei verschiedene Prinzipien benutzen. Entweder benutzt man Indikatoren zum Anzei-

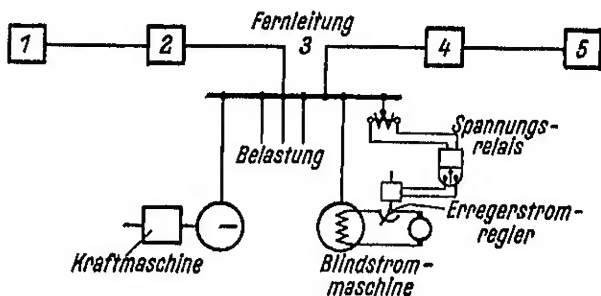


Abb. 2. Kompensatorregelung von der Spannung der Leitung.

des richtigen Zustandes, die an allen Punkten der Leitung auf die gewünschte Spannung ansprechen. Man regelt also die Blindleistung nach der Wirkung, die sie auf den Endeffekt ausübt. Oder man verwendet Indikatoren, die auf das Gleichgewicht der Blindleistungen in der Leitung

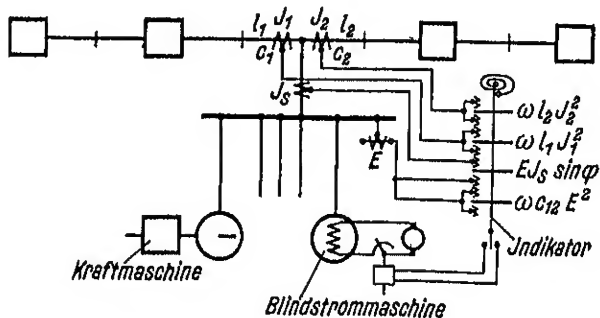


Abb. 3. Kompensatorregelung vom Gleichgewicht der Blindleistungen.

ansprechen. Man regelt also nach der Ursache der Störungserscheinungen selbst. Zu diesem Zweck muß man die von der Spannung abhängige kapazitive und die vom Strom abhängige induktive Blindleistung der Leitung messend erfassen und mit einem Instrument gegeneinander abwägen. Beide Methoden sind mit Erfolg ausgeführt worden. Die erstere

benötigt nur ein *einfaches Spannungsrelais*, dasselbe reagiert aber nicht nur auf die von ihm gesteuerte Blindleistung der eigenen Station, sondern auch auf die Blindleistungszufuhren *aller anderen Kompensierungsstationen* der Fernleitung. Die letztere erfordert ein komplizierteres *Blindleistungsrelais*, dieses reagiert jedoch nur auf die Blindleistungen in dem jeder Station zugehörigen Leitungsabschnitt selbst. Es wird daher *nicht von anderen Kompensationsstationen beeinflusst* und kann nicht in Pendelschwingungen gegenüber diesen geraten. Abb. 2 und 3 stellen die Wirkungsweise derartiger Indikatoren schematisch dar.

Die *Regelung der Kompensatoren* soll nach Möglichkeit in einer Zeit erfolgen, *die klein ist gegenüber der Pendelungs- und Regulierungsdauer* der an die Fernleitung angeschlossenen Synchronkraftwerke. Da diese Dauer im allgemeinen die Größenordnung von 1 s besitzt, so ist dies eine harte Bedingung für die Regulieranordnung. Bei Synchronmaschinen pflegt man die Methoden der *Schnellerregung oder Übererregung* der Gleichstromfelder durch Spannungsstöße zu benutzen, bei Asynchron-

Tabelle 1. Stabil übertragbare Leistung auf einer Drehstromleitung in MW bei 50 Per/s

$E$ in kV	Frelitungslänge in km							
	10	50	100	200	400	600	800	1000
30	50	10	—	—	—	—	—	—
50	140	27	14	—	—	—	—	—
100	550	110	55	28	14	—	—	—
150	1250	250	125	62	31	20	15	12
200	2200	440	220	110	55	38	28	22
300	5000	1000	500	250	125	83	62	50
400	8800	1750	880	440	220	145	110	88

Tabelle 2. Spannungsänderung der Fernleitung im Leerlauf bei 50 Per/s

Frelitung Kabel	$a =$	10 5	50 25	100 50	200 100	400 200	600 300	800 400	1000 km 500 km
$\frac{\omega a}{v}$	$=$	0,01	0,05	0,105	0,21	0,42	0,63	0,84	1,05
Winkel $\vartheta$	$=$	0,6	3	6	12	24	36	48	60°
$\frac{E_2}{E_1}$	$=$	1,00	1,00	1,005	1,02	1,09	1,24	1,48	2,0

Tabelle 3. Natürliche Leistungen von Fernleitungen in MW

$E$ in kV	Frelitung		Kabel	
	1 phasig	3 phasig	1 phasig	3 phasig
30	1,2	2,4	12	24
50	3,3	6,6	33	66
100	14	27	140	270
150	30	60	300	600
200	55	110	550	1100
300	120	240	—	—
400	210	430	—	—

maschinen hat man die Möglichkeit, den Erregerdrehstrom *direkt von den Fernleitungswerken* beeinflussen zu lassen, um wenigstens für einen Teil der Regulierung eine momentane Wirkung zu erzielen.

#### IV. Verhalten der Generatoren und Kraftmaschinen

*Dipl.-Ing. E. Frensdorff*

##### 1. Stabilität der Kraftwerke und Maschinen

Im Gegensatz zu Gleichstrom- oder Wechselstrom-Asynchron- und Kollektormaschinen ist die Fähigkeit von Synchronmaschinen betriebsmäßig Leistung abzugeben, nicht nur an eine bestimmte Drehzahl, sondern auch an eine bestimmte Winkellage des umlaufenden Erregerfeldes, also des Polrades, zu dem der Klemmenspannung entsprechenden Gesamtfeld innerhalb der Maschine gebunden. Arbeiten Synchronmaschinen auf- oder miteinander, so treten zwischen ihnen *synchronisierende Kräfte* auf, die die Polräder gemeinsam in der relativen Nulllage festzuhalten suchen, und die etwa nach der Gleichung

$$M_{syn} \sim E^2 f(\vartheta) \quad (1)$$

eine Funktion der Winkelabweichung aus der Nulllage sind, zudem aber mit dem Quadrat der Klemmenspannung wachsen. Dabei ist noch zu bemerken, daß für Maschinen mit Zylinderrotoren (z. B. Turbogeneratoren) die Rückführkraft als räumlich sinusförmig angesehen werden kann und bei 90° verschwindet, während sie bei Schenkelpollläufern (z. B. Wasserkraftmaschinen), bei denen noch das Reaktionsmoment hinzutritt, etwa dreieckförmig verläuft und bei einem Winkel zu Null wird, der etwas größer als 90° ist. Untersucht man die sich aus diesem Drehmoment ergebende synchronisierende Leistung näher, so läßt sich ihr Verhältnis zur tatsächlichen Wirkleistung ausdrücken durch die Gleichung

$$\frac{W_{syn}}{W} = \frac{1}{\frac{E s}{E} + \frac{E q}{E}} + \frac{J b}{J}, \quad (2)$$

worin  $\frac{E s}{E}$  die relative Streuspannung der Statorwicklung,  $\frac{E q}{E}$  die des Ankerquerfeldes und  $\frac{J b}{J}$  den relativen Blindstrom der Maschine bedeutet.

Während Gleichung (1) erkennen läßt, wiesehr die Erhaltung des synchronisierenden Momentes von der Aufrechterhaltung der Klemmenspannung abhängt, zeigt Gleichung (2) deutlich, wie die Kippsicherheit der Maschinen mit wachsender Streuung abnimmt, während sie wieder durch gleichzeitige Blindstromabgabe, also etwa auch durch Fernhaltung der feldschwächenden Kapazitätsströme von Fernleitungen, erhöht werden kann.

Bei *Kuppelung über Sammelschienen* wird nun im normalen Betrieb mit so kleinen Winkelabweichungen gearbeitet, daß es schon sehr starker Störwirkungen, wie etwa Zusammenbruchs der Sammelschienenspan-

nung, bedarf, um die Maschinen über die Kippgrenze und auseinanderzubringen. Anders jedoch, sobald die Maschinen nicht mehr mit gleicher Klemmenspannung aufeinander arbeiten, sondern über Impedanzen, wie *Transformatoren oder längere Leitungen*, gekuppelt sind. Zwischen den Klemmenspannungen der beiderseitigen Leitungsenden stellt sich dann zur Leistungübertragung eine Winkelverschiebung ein, die von der Größe der zwischengeschalteten Impedanzen abhängt, und die sich zu der Winkelverschiebung der Generatoren hinzuaddiert. Damit nähert sich nun der Zustand der *statischen Stabilitätsgrenze*, dem Punkt, bei dem die gegenseitige Winkelabweichung der Generatoren im stationären Zustand so groß wird, daß ihre synchronisierende Kraft verschwindet, also etwa dem Winkel von  $90^\circ$ .

Im völlig *ruhigen Betrieb* ohne Lastschwankungen und ohne sonstige Zustandsänderungen könnte man tatsächlich mit der Leistungüber-

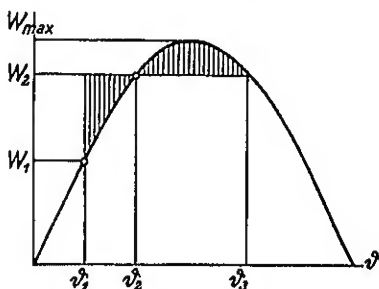


Abb. 4.

tragung annähernd bis an diese Grenze herangehen. Wegen dieser *unvermeidbaren Gleichgewichtsstörungen* muß jedoch ein reichlicher Sicherheitsabstand gewahrt bleiben, wie folgende Überlegung zeigt: Ist die Maschine unter dem Einfluß einer Störung gezwungen, sich auf die neue Gleichgewichtslage einzustellen, also etwa (Abb. 4) von dem der Leistung  $W_1$  entsprechenden Winkel  $\vartheta_1$  auf den Winkel  $\vartheta_2$  entsprechend der neuen Leistung  $W_2$ , so überpendelt das Polrad durch die infolge des Stoßes in ihr aufgespeicherte Arbeitsmenge, die der schraffierten Fläche unterhalb der Leistungslinie  $W_2$  entspricht, im Ausgleichsspiel mit den in den Feldern um die Strombahnen aufgespeicherten magnetischen Energien den neuen Winkel  $\vartheta_2$  bis  $\vartheta_3$ . Die Zurückgabe dieser Schwingleistung ist jedoch nur möglich, wenn die oberhalb schraffierte Fläche größer ist als die unterhalb liegende. Demnach ist der dynamisch zulässige Stoß kleiner als der für langsame Laststeigerung von der Vorbelastung bis zur statischen Stabilisierungsgrenze verbliebene Spielraum. Rechnungsgemäß beträgt er nur ca. 70% hiervon, steigt bei Maschinen mit hinreichend bemessener Dämpferwicklung auf ca. 80% und könnte bei idealer Spannungsregelung, die durch völlige Konstanthaltung der Klemmenspannung gekennzeichnet ist, auf 100% gebracht werden. Hiermit ergibt sich nun der Begriff der *dynamischen Stabilitätsgrenze*: Im Gegensatz zur statischen Grenze, die bei gegebener Spannung nur

von Konstanten der Übertragungsanlage abhängt, hängt sie weitestgehend von der Betriebsweise, der Vorbelastung und der Art des Stoßes ab. Die genaue Nachprüfung dieser Verhältnisse ist beim Entwurf von Anlagen deshalb von größter Wichtigkeit, da für die Ausnützung der Leitung die dynamische Grenze als die niedrigere maßgebend ist.

## 2. Wirkung der Störungen des Betriebes; Entlastung, Erdschluß, Kurzschluß

Greift man auf die Gleichung für die über eine Fernleitung übertragbare Leistung in ihrer einfachsten Form

$$W = \frac{E^2}{\omega L} \frac{\sin \vartheta}{1 + \left(\frac{R}{\omega L}\right)^2} \quad (3)$$

zurück, so ist ersichtlich, daß wesentliche Zustandsänderungen sowohl die Folge von Schwankungen der Leistung wie der Spannung wie auch der in der gesamten Strombahn liegenden Induktanzen und Widerstände, also der Kupplungskonstanten, sein können. Sie können verursacht sein durch Änderung der Verbraucherlast nach ihrer Höhe oder nach ihrer Art, durch Schaltvorgänge, und zwar planmäßige oder unbeabsichtigte, und durch Netzstörungen.

*Änderungen der Verbraucherlast* werden im allgemeinen so langsam vor sich gehen, daß sie nur unter dem Gesichtspunkt der statischen Stabilität betrachtet zu werden brauchen. Auch die durch sie verursachten Spannungsänderungen sind entsprechend langsam, so daß ihre Wiederausregelung mit bekannten Mitteln keine Schwierigkeiten bereitet; das gleiche gilt für die entsprechende Ausregelung der Kraftmaschinen.

Vom Stabilitätsgesichtspunkt aus sind bei der Netzbelastung nach der Art der Strom-Spannungscharakteristik zwei Verbrauchergruppen zu unterscheiden. Die erste Gruppe ist durch annähernd konstante Impedanz gekennzeichnet und umfaßt Verbraucher, deren Stromaufnahme mit sinkender Spannung ebenfalls sinkt (Ladeleistung von Leitungen, Magnetisierungsleistung von Transformatoren, Beleuchtung, Öfen usw.). Die zweite Gruppe ist durch konstante elektrische Leistungsaufnahme charakterisiert ( $E \cdot J = \text{const}$ ); sie umfaßt vor allem die Induktionsmaschinen konstanten Drehmomentes, bei denen mit sinkender Spannung die Stromaufnahme steigt.

Die im Netzbetrieb recht ungünstige Wirkung der zweiten Gruppe läßt sich durch die Wirkung von z. B. Synchronmotoren wieder ausgleichen, die bei Spannungsabsenkung Magnetisierungsströme ins Netz zurückliefern.

*Schaltvorgänge* im Netz, seien sie nun planmäßig oder unbeabsichtiger Art, sind in ihrer Wirkung ganz wesentlich ungünstiger, da sie meist mehrere der in Gleichung (3) auftretende Faktoren, wie Leistung,

Spannung und Kupplungskonstanten, ändern, und zwar mit scharf stoßartigem Charakter. Lastfreie Schaltungen kommen in Höchstspannungsnetzen kaum mehr vor, da selbst die Schaltung unbelasteter Leitungen mit ihren Ladeleistungen wesentliche Veränderungen der Blindlast mit sich bringt. Mit der Schaltung von Stiehleitungen verändern sich neben der über diese Leitungen zu- oder abfließenden Last auch die Kompensationsleistung des Netzes und damit die Spannungsverhältnisse. Die Schaltung von Koppelleitungen selbst ändert die Kupplungskonstanten und gleichzeitig über die induktiven Abfälle und die Leitungskompensation auch die Übertragungsspannung. Die Schaltung von Maschinen bringt Laständerung für die Parallelläufer sowie Änderung der Kupplungskonstanten. Jedesmal gilt für den neuen Zustand mit geänderter Spannung oder geänderten Kupplungskonstanten eine neue rechnerisch zu ermittelnde Kurve  $W \cdot \sin \vartheta$  mit anderer Amplitude (Abb. 5) und eine andere Lage der Polräder der Generatoren, die unter Überpendeln und Abklingen der Pendelung eingenommen wird, sofern

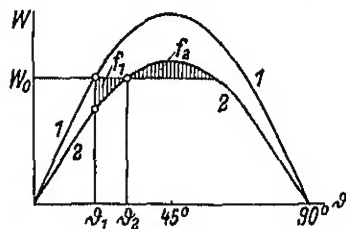


Abb. 5.

sie überhaupt noch im stabilen Bereich liegt. Insbesondere beim Ausfall etwa eines Stromkreises einer Kupplungs-doppelleitung oder eines Generators kann die Stabilitätsgrenze sehr leicht erreicht werden, obschon Reservomaschinen durchaus zur Lastübernahme in der Lage wären.

*Netzstörungen* und vor allem Kurzschlüsse bedeuten die überhaupt schwersten Stabilitätsbeanspruchungen. Sie bringen große Spannungsabsenkungen mit sich und gewaltige Schwankungen der Netzbelastung, lassen große Drehmomente in den Rotoren unter starkem Drehzahlabfall frei werden, und mit der Abschaltung des Kurzschlusses folgt ein neuer Zustand, meist noch bevor das Gleichgewicht im Kurzschlußzustande erreicht ist. Da Kurzschlüsse je nach Lage und Betriebsverhältnissen sowohl Be- wie Entlastungsschläge sehr erheblichen Ausmaßes bedeuten können, die bei der Fehlerabschaltung zum Teil wieder in der entgegengesetzten Richtung auftreten, so ist der Fall nicht ungewöhnlich, daß Generatoren erst nach Abschalten des Kurzschlusses außer Tritt fallen. *Erdschlüsse* bei ungeerdetem Nullpunkt wirken auf die Gleichgewichtslage im wesentlichen nur durch Änderung der Kompensations- bzw. Blindbelastungsverhältnisse ein. In widerstandslos oder über geringe Widerstände geerdeten Netzen dagegen bedeuten sie Kurzschluß einer Phase und haben die größte Leistungsaufnahme, wenn der Erdbahnwiderstand die Größe der Leistungsreaktanz besitzt. Ebenso wie bei

den zweipoligen Kurzschlüssen entsprechenden Doppelerdschlüssen sind die auftretenden Ströme nur unwesentlich kleiner als bei direktem Kurzschluß. Entsprechend der geringeren Schwächung des synchronisierenden rechtsläufigen Drehfeldes ist die stabilitätsstörende Wirkung des zweipoligen Kurzschlusses weit geringer als die des dreipoligen. Der Stoß selbst teilt sich je nach Lage des Kurzschlusses zunächst völlig unsymmetrisch auf die Kraftwerke auf und erzeugt dabei große Winkelabweichungen der Generatoren. Während bei einpoligen Kurzschlüssen gegen den Nullpunkt und selbst bei zweipoligen Kurzschlüssen in Koppleitungen auch über die kranken Stromkreise noch synchronisierende Kräfte spielen können, ist dies bei dreipoligen Kurzschlüssen mit ihrem völligen Spannungszusammenbruch an der Kurzschlußstelle in der Regel nicht mehr möglich.

### 3. Regelung der Generatoren und Kraftmaschinen

Neuzeitliche *Generatoren* sind gekennzeichnet durch niedrige Lage ihres Arbeitspunktes in der magnetischen Charakteristik, große Ankerückwirkung und hohe Streureaktanz, die insgesamt hohe Spannungsänderungen und einen großen Regelbereich des Erregerstroms ergaben. Zugleich sind die Polleistungen und damit die magnetischen Zeitkonstanten gestiegen. Die Erzielung einer schnellen elektrischen Ausregelung ist hierdurch erschwert, andererseits sind die Anforderungen zur schnellen Anpassung bei Lastschwankungen und Störungen, also zur Abgleichung von Ankerrückwirkung und Streuung, gestiegen. Die hierzu zuerst in Amerika zur stoßweisen Leistungssteigerung von Phasenschiebern verfolgten Wege der Stoßerregung werden begünstigt durch die Tatsache, daß die Impedanz der Erregerwicklung bei einem Stromanstieg, der dem der Statorwicklung entspricht, nicht in Erscheinung tritt. Sie bedienen sich entweder besonderer schnellaufender Erregermaschinen mit niedriger Sättigung, lamellierten Polen, hoher Kommutierungsleistung und kleiner Eigenzeitkonstanten, oder aber sie benutzen Gleichrichter, die über Serientransformatoren vom Statorstrom gespeist, die Erregerwicklung zusätzlich beliefern. Denkbar ist auch die verzögerungslose Steuerung der Erregung mittels Röhrenverstärkung. Die mit diesen Methoden erzielten Erfolge sind außerordentlich. Sie erreichen einen Spannungsanstieg von 6 bis 7000 V/s, was z. B. eine Steigerung der Blindleistungsabgabe auf den 5- bis 7fachen Wert oder Erreichung der vollen Leistungsabgabe eines Phasenschiebers innerhalb ca.  $\frac{1}{2}$  s bedeutet. In der Regel werden sonst hierzu 10 bis 15 s benötigt. Die früher in besonderen Fällen zur Reduktion der Kurzschlußleistung verwendete Strombegrenzung scheidet wegen ihrer für die Stabilität geradezu vernichtenden Wirkung bei der Fernübertragung aus und dient in der Form der Feldschwächung nur zum stoßlosen Fangen, wenn die Maschinen trotz Stoßerregung außer Tritt gekommen sind.

Auf der *Antriebsmaschinen*seite werden in der Regel noch Fliehkraftregler mit Ölservomotoren verwendet, deren Regelgeschwindigkeit in der heutigen Form zwar für den Normalbetrieb, nicht jedoch mehr für die Anpassung an Störungen ausreicht. An Neukonstruktionen mit ganz

wesentlich kleinerer wirksamer Schlußzeit wird, wenn auch nur zögernd, herangegangen, und es würde große Vorteile bieten, wenn der Umweg über die Drehzahl verlassen und zu direkter elektrischer Steuerung der Kraftmaschinen nach Leistungsbedarf übergegangen wird. Die Anfachung von Schwingungen durch die Eigenschwingung der Regler muß vermieden werden, wie auch die Einstellbarkeit auf wirksame Schlußzeit und Unempfindlichkeitsgrad während des Betriebes zwecks Abgleichung der Maschinen durchführbar sein soll.

Die an Generatoren und Kraftmaschinen vorzunehmenden Regelungseingriffe werden bei Großübertragungen in Störungsfällen anderer Art sein als bei normalen Zustandsänderungen. Es ist daher erwünscht, der normalen Belastungssteuerung, die zum Ausgleich der Lastbedarfschwankungen dient, neben der Fahrplansteuerung nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten noch eine eigentliche Störungssteuerung zu überlagern. Diese letztere, deren Arbeitsdauer nach Sekunden zu bemessen wäre (gegenüber Minuten für die Belastungs-, Stunden für die Fahrplansteuerung) wäre auszulösen entweder durch Relais, die auf die Plötzlichkeit der Zustandsänderung reagieren, oder durch Zuhilfenahme vergleichender Fernmessung oder schließlich durch Fehlerrelais, die nach dem Differentialsystem arbeiten.

#### 4. Mittel zur Verbesserung des Betriebes

Zur Verbesserung des Betriebes können Maßnahmen getroffen werden, die, wenn sie auch nicht die Zustandsänderung selbst verhindern können, so doch ihre Größe und Zeitdauer beschränken, ihre Auswirkung auf die einzelnen Generatoren ausgleichen und sie zur Entlastung der Koppelleitung von dieser möglichst fernhalten.

Zusammenfassend kommen hierzu in den Kraftwerken folgende, zum Teil bereits erwähnte Mittel in Frage: Bei der überaus starken Auswirkung jeder Änderung der Klemmenspannung auf den Aufbau des gesamten elektrischen Feldes in Maschinen, Übertragungsleitung und Belastung, ferner auf die Wirk- und Blindleistungsziffern der Verbraucher, auf die synchronisierenden Kräfte und auf die Kupplungskonstanten kommt es auf die *Aufrechterhaltung der Spannung* in allererster Linie an. Dies wird begünstigt durch stark spannungshaltende Auslegung der Maschinen mit großem Luftspalt, kleiner Erregungsänderung von Leerlauf bis Vollast, Auslegung mit niedriger Streuung und schließlich durch schnellste Ausreglung im Erregerkreis. Ob die starre Auslegung der Maschinen oder auch die Anwendung der Stoßerregung mit ihrer immerhin erheblich gesteigerten Erregermaschinenleistung wirtschaftlich verantwortet werden kann, wird in der Regel davon abhängen, ob durch eine derartige Maßnahme eine höhere Ausnützung der Leitung durch Heranrücken der dynamischen an die statische Stabilisierungsgrenze zu erreichen ist. Dabei ist zu beachten, daß bei größeren Entfernungen der auf das übertragende kVA bezogene Preis der Leitung ein Vielfaches des im Generator angelegten kVA-Preises beträgt.

Weiter ist die *schnellste Anpassung der mechanischen Leistungszuführung* der Antriebsmaschine an den Leistungsbedarf nach der Zustandsände-



rung erforderlich, und es erscheint aussichtsreich, hierzu die zu 3. ange deuteten Wege zu beschreiten. Solange man noch auf die heute ge bräuchlichen Regler angewiesen ist, muß jedenfalls verlangt werden daß sie mit kleinstwirksamen Schlußzeiten arbeiten, wesentlich kleiner als heute üblich.

Die *anteilige Aufteilung* der Stöße nach Wirk- wie Blindleistung auf die Maschinen wird vor Einsetzen der Ausregelung durch Anglei chung aller elektrischen wie mechanischen Daten der Maschinen, wie Streuung, Kurzschlußverhältnis, mechanische Zeitkonstanten, Vor belastung usw., nach Einsetzen der Regelung durch genaue Abgleichung der Reglercharakteristiken erreicht. Diese Reglerangleichung ließe sich dann wesentlich erleichtern, wenn seine Bauart eine willkürliche Ver änderung der Statik und des Unempfindlichkeitsgrades während de Betriebes der Maschine zuläßt, eine Vorbedingung, die heute meis noch nicht erfüllt ist, und die sinngemäß auch beim Generatorenreglo anzustreben ist.

Die *Zeitdauer der Störung* ist durch schnellste Abschaltung der Fehler stelle auf ein Minimum zu beschränken, wozu sowohl eine Kürzung de Eigenzeiten der Schalter wie der Grundzeiten der Fehlerrelais erforder lich ist.

Schließlich ist es zur *Entlastung der Koppelleitung* wichtig, bei Stoß änderungen des Bedarfs an mechanischer oder elektrischer Leistung diese durch besondere Störungssteuerung zunächst unmittelbar dor zuzuführen, wo der Bedarf anfällt, und ihn erst nach einer solchen Pufferung nach wirtschaftlichen oder anderen Gesichtspunkten umzu legen. So wäre ein Nahkraftwerk, insbesondere auch Speicherwasser kraftwerke, z. B. hinsichtlich Schlußzeit, Unempfindlichkeitsgrad un elektrischer Regelgeschwindigkeit starrer auszuliegen als das Fern kraftwerk. Ebenso müßte durch die Störungssteuerung bei Ausfa eines Generators, dessen Leistung zunächst den Reservemaschinen des selben Kraftwerks zugeleitet werden, statt sie entsprechend der heutige Gepflogenheit über die Koppelleitungen auf sämtliche mitarbeitende Kraftwerke umzuliegen.

Im *Leitungsnetz* kann durch Wahl eines geeigneten Mastbildes – etwa Horizontalanordnung – dafür Sorge getragen werden, daß auf tretende Kurzschlüsse nach Möglichkeit auf zwei Phasen beschränkt bleiben. Bei der Zusammenschaltung des Netzes empfiehlt es sich parallele Stromkreise nur im Kraftwerk und unmittelbar beim Verbrau cher zusammenzuschalten; hierbei steigt zwar im Kurzschlußfalle un bei Auslösung die Koppelimpedanz auf den doppelten Wert, doch sinke auf der anderen Seite im Durchschnitt die Spannungsabsenkungen de gesunden Leitung niedriger.

Beim *Verbraucher* kann schließlich zur Aufrechterhaltung der Spar nung dadurch beigetragen werden, daß solche Apparate zur Phasen kompensations verwendet werden, die gemäß ihrer Charakteristik be sinkender Spannung steigenden Blindstrom liefern, wie Synchron oder entsprechend kompensierte Asynchronmaschinen.

## V. Erdschluß-Kompensation langer Fernleitungen

Dr.-Ing. H. Piloty

### 1. Zusammenhang der Nullpunktsbehandlung mit anderen Fragen der Energielübertragung

Nicht leicht steht ein anderes Problem der Hochspannungstechnik mit einem so weit verzweigten Fragenkomplex in unmittelbarer Beziehung wie das Problem der Behandlung des Nullpunktes. Wenn die Frage untersucht werden soll, ob der Nullpunkt einer langen Großkraftübertragung direkt oder über Erdschlußspulen zum Zweck der Erdschlußkompensation geerdet werden soll — andere Arten der Nullpunktbehandlung können heute wohl als überholt bezeichnet werden — so genügt es nicht, lediglich die speziellen Folgen der einen oder anderen Lösung zu untersuchen, sondern es müssen eine große Anzahl anderer, scheinbar mit dem Problem in gar keinem Zusammenhang stehender Fragen mit in den Kreis der Betrachtungen gezogen werden.

Beispiele derartiger Fragen sind die Ausbildung des Selektivschutzsystems, die Wahl der elektrischen Sicherheitsgrade, die Stabilität der Kraftübertragung. Ihnen mögen vorweg einige Worte gewidmet sein.

Bekanntlich erreicht man es mit der Kompensation des Erdschlußstromes in Hochspannungsleitungen, die häufigste Störungsursache, den Erdschluß, zu einer so harmlosen Erscheinung zu machen, daß der Betrieb auf der gestörten Strecke so lange — unter Umständen stundenlang — weitergeführt werden kann, bis entsprechende Umdispositionen in der Energielieferung stattfinden können. Im Gegensatz dazu muß man in Netzen mit geerdetem Nullpunkt bei Auftreten eines Erdschlusses die gestörte Strecke in möglichst kurzer Zeit *selektiv abschalten*. Da man nun nach amerikanischen Erfahrungen in großen geerdeten 220 kV-Netzen mit einem Verhältnis der Häufigkeit von Erdschlüssen zu derjenigen mehrphasiger Kurzschlüsse von etwa 10 : 1 rechnen kann, muß die Hauptaufgabe des Selektivschutzes in geerdeten Netzen in der Erfassung der Erdschlüsse, besser Erdkurzschlüsse, diejenigen des Selektivschutzes in kompensierten Netzen in der Erfassung der etwa 10mal selteneren mehrphasigen Kurzschlüsse sein. Es ist einleuchtend, daß dieser Umstand zu gänzlich verschiedenen Schutzsystemen in beiden Netzarten führen muß, ja daß vielleicht sogar der Aufbau des ganzen Leitungsnetzes anders erfolgen muß, wenn man den gleichen Grad der Sicherheit in der Energielieferung erreichen will.

Hinsichtlich der Wahl der elektrischen *Sicherheitsgrade* wurde früher häufig der Standpunkt vertreten, daß die Überschlagsfestigkeit der Freileitungsisolatoren und auch die Spannungssicherheit der Transformatoren in kompensierten Netzen höher gewählt werden müsse, da im Falle eines Erdschlusses in den gesunden Phasen die verkettete Spannung gegen Erde auftritt. Nach dem heutigen Stande der Überspannungsforschung sind jedoch die für die Wahl der elektrischen Festigkeit maßgebenden Spannungen diejenigen atmosphärischer Natur, deren Höhe von der Behandlung des Nullpunktes praktisch unabhängig ist. Daher können in kompensierten und geerdeten Netzen dieselben Werte zugelassen

werden. Eine Einschränkung muß jedoch gemacht werden: Die Transformatoren in kompensierten Netzen dürfen nicht mit abgestufter Isolation ausgeführt werden.

Von entscheidendem Einfluß ist ferner die Kompensation des Erdschlußstromes auf *die Stabilität langer Energieübertragungen*. Das große Interesse, welches die amerikanische Praxis den Stabilitätsfragen zugewendet hat, konzentrierte sich in der letzten Zeit stark auf die Schaffung von Einrichtungen, welche die stabilitätsfeindlichen Folgen der Erdkurzschlüsse bekämpfen sollen. Man hat zu diesem Zweck besondere Erregersysteme sowohl für die Generatoren als auch für die spannungsstützenden Synchron-Blindleistungsmaschinen entwickelt, welche die Aufgabe haben, den bei Erdkurzschluß auftretenden Spannungsverlagerungen möglichst rasch entgegen zu wirken. Sie sind unter dem Namen „super-excitation“, und „quick-response-excitation“ bekannt geworden. Derartige Stoßerregungseinrichtungen müssen bei kompensierten Fernleitungen unter anderen Gesichtspunkten entworfen und bearbeitet werden. Der Erdschluß hat keinerlei Einfluß auf die Stabilität des Parallelbetriebes der beteiligten Maschinen mehr. Wenn daher derartige Einrichtungen überhaupt erforderlich werden, so müssen sie auf die Spannungshaltung bei mehrphasigen Kurzschlüssen abzielen, eine Aufgabe, die viel schwieriger zu lösen ist.

## 2. Besondere Einrichtungen für die Erdschlußkompensation langer Leitungen

Bei der Erdschlußkompensation langer, mit hohen Spannungen betriebener Leitungen ergeben sich für die Konstruktion der Löscheinrichtungen einige Besonderheiten. Eine dieser Besonderheiten ergibt sich aus dem Umstand, daß mit steigender Spannung und mit steigender Erdschlußleistung die Anforderungen an die *Genauigkeit der Abstimmung* höher werden. Insbesondere muß verlangt werden, daß auch bei Änderung des Schaltzustandes der Leitung die Abstimmung erhalten bleibt. Ein wichtiger, besonderer Fall ist der, daß der Selektivschutz nach Auftreten eines Doppelerdschlusses in richtiger Weise die eine der beiden kranken Teilstrecken abgeschaltet hat, so daß ein erdschlußbehaftetes Leitungsnetz geänderter Länge in Betrieb bleibt. Nun sucht man schon in Mittelspannungsnetzen die Erdschlußspule (oder äquivalente Einrichtungen) so zu verteilen, daß mit dem Herausfallen eines Leitungsstückes auch die ungefähr entsprechende Erdschlußspule mit abgeschaltet wird. Natürlich macht man zweckmäßig auch bei Höchstspannungsleitungen von diesem Mittel Gebrauch. Die hierdurch erzielbare zwangsläufig erreichte Genauigkeit in der Abstimmung genügt aber hier in vielen Fällen nicht. Aus diesem Grunde muß man die Möglichkeit vorsehen, den *Kompensationszustand während eines Erdschlusses nachzuregeln*. Diese Erkenntnis hat zur Konstruktion von Erdschlußspulen geführt, deren resultierende Induktivität unter Last geändert werden kann. Die Konstruktion derartiger Spulen- und Umschaltvorrichtungen ähnelt derjenigen lastumschaltbarer Transformatoren. Zur Veranschaulichung der Größenordnung derartiger Spulen möge der Hinweis dienen,

daß die Erdschlußleistung langer 220 kV-Leitungen in die Hunderttausende kVA gehen kann.

Eine zweite erwähnenswerte Besonderheit entspringt aus dem Wunsch, die *elektrostatische Einwirkung* einer erdschlußbehafteten Leitung auf eine unmittelbar benachbarte möglichst herabzusetzen. Bekanntlich ist diese *Einwirkung* zwischen solchen Leitungen, die beide kompensiert sind, besonders groß, größer jedenfalls als sie bei ungeerdetem Nullpunkt sein würde. Häufig wird man den Wunsch haben, die beiden Stränge einer Doppelleitung in diesem Sinne voneinander erdschlußunabhängig zu machen. Besonders notwendig werden derartige Maßnahmen aber dann, wenn eine Leitung geringerer Spannung in unmittelbarer Nähe einer Höchstspannungsleitung auf längere Entfernung parallel läuft. In diesem Falle könnte sonst in der Leitung geringerer Spannung bei Auftreten eines Erdschlusses in der Höchstspannungsleitung eine Nullpunktsspannung induziert werden, welche die Nennspannung der letzteren erheblich übersteigt.

Die einfachste Schaltung zur Beseitigung der genannten unerwünschten Beeinflussung besteht darin, daß außer den beiden die Nullpunkte der beiden Systeme mit Erde verbindenden Kompensationsspulen eine weitere Spule vorgesehen wird, welche *zwischen beide Nullpunkte geschaltet* wird. Selbstverständlich können auch diese Querkompensationsspulen in mehrere dezentralisiert aufgestellte, parallel arbeitende Einheiten zerlegt werden. Außer dieser einfachsten Grundschaltung sind eine ganze Reihe anderer Schaltungen, welche mit Drosseln und Transformatoren arbeiten, bekannt geworden. Die praktisch wichtigste Variante ist eine Schaltung, wobei je eine Drosselspule an jedem der beiden Nullpunkte angeschlossen, auf der anderen Seite jedoch nicht an Erde, sondern an einen Verzweigungspunkt gelegt wird, der seinerseits über eine dritte Spule mit Erde in Verbindung steht. Ein Vergleich der beiden Schaltungen läßt sofort ihre elektrische Äquivalenz erkennen. Nach der ersten Art haben wir es mit einer Dreiecksschaltung, nach der zweiten Art mit einer Sternschaltung dreier Drosselspulen zu tun, welche die beiden Nullpunkte mit Erde verbindet. Eine genauere Untersuchung zeigt, daß die zweite Schaltung der ersten wirtschaftlich überlegen ist, besonders dann, wenn mit dem Fall gerechnet werden muß, daß die beiden zu entkoppelnden Systeme asynchron betrieben werden können. Einrichtungen der letztgenannten Art sind bereits bei einer großen deutschen 220 kV-Leitung in Betrieb. Nähere Erfahrungen über die Wirkung der Querkompensation liegen indes noch nicht vor.

### 3. Dezentralisation der Löscheneinrichtungen

Bei der Erdschlußkompensation langer Leitungen drängt sich eine prinzipielle Frage auf, deren Beantwortung von Wichtigkeit ist. Die Spannungen längs einer hoch ausgenützten langen Fernleitung sind im allgemeinen stark phasenverschoben, und es erscheint daher auf den ersten Blick zweifelhaft, ob es überhaupt möglich ist, die Kompensation des Erdschlußstromes einer langen Leitung mittels einer an einem Ende aufgestellten Kompensationseinrichtung durchzuführen. Nun ist es

ja, wie bereits oben erwähnt, wünschenswert, die Kompensationseinrichtungen zu dezentralisieren, damit beim Ausfall eines Leitungsstückes die zugehörige Erdschlußspule mit ausfällt. Immerhin ist gut, wenn man weiß, *wie lang die Teilstrecken zwischen zwei Spulen* sein dürfen. Zur Beantwortung der aufgeworfenen Frage ist es zweckmäßig, zunächst stetig verteilte Kompensation vorauszusetzen. In diesem Fall ist leicht einzusehen, daß die Kompensation der langen Leitung sich in nichts von derjenigen einer kurzen unterscheidet. Nur ist die Nullpunktspannung im Erdschluß an einer beliebigen Stelle nicht mehr gleich der negativen Spannung der erdgeschlossenen Phase. Dies trifft vielmehr nur für die Erdschlußstelle selbst zu. Die Phasenverschiebung der betriebsmäßigen Spannung längs der Leitung ist also ohne Einfluß.

Anders liegen die Verhältnisse jedoch bei einseitiger Kompensation. Nehmen wir hier zunächst verlustfreie Leitung an, so läßt sich zeigen, daß eine exakte Kompensation auch hier möglich ist. Eine genauere Untersuchung lehrt, daß der zur Kompensation führende Spulenstrom

im Verhältnis  $\frac{\sin \alpha}{\alpha} \frac{1}{\cos(\alpha - \alpha_e)}$  gegenüber dem aus der gewöhnlichen

Rechnung folgenden Wert zu ändern ist. Hierbei bedeutet  $\alpha$  den Phasenwinkel der gesamten Leitung,  $\alpha_e$  analog denjenigen der Leitungsstrecken zwischen Erdschlußdrossel und Erdschlußstelle,  $\alpha = 90^\circ$  bedeutet also eine Leitung von der Länge einer Viertelwelle. Die Nullpunktspannung

an der Spulenstelle ist  $\frac{\cos \alpha}{\cos(\alpha - \alpha_e)}$  mal kleiner als diejenige an der Erdschlußstelle. Für die zur Kompensation erforderliche Selbstinduktion erhält man hiermit — unabhängig von der Lage des Erdschlusses einen

$\frac{\alpha}{\operatorname{tg} \alpha}$  mal kleineren Betrag als bei der Rechnung für kurze Leitung.

Für eine Leitung von der Länge einer Viertelwelle wäre also zur Erzielung der Kompensation die direkte Erdung des Nullpunktes an einem Ende das Richtige. Eine wesentlich praktische Bedeutung kommt dieser Regel allerdings nicht zu, da derartige durchlaufend ohne Zwischenstationen durchgeführte Leitungslängen sich schon aus Gründen der stabilen Leistungsübertragung verbieten. Andererseits müssen auch mit Rücksicht auf die Verluste der Leitung und ihren störenden Einfluß auf die Genauigkeit der Kompensation die Entfernungen zwischen den Erdungsdrosselspulen klein gegen die Viertelwellenlänge gehalten werden. Es empfiehlt sich, bei einer Netzfrequenz von 50 Hz mit den Abständen nicht über 300 bis 400 km zu gehen.

#### 4. Überwachung des Kompensationszustandes

Die erhöhten Anforderungen, welche in Anbetracht der großen Erdschlußleistung langer Höchstspannungsleitungen an die Genauigkeit der Abstimmung gestellt werden müssen, verlangen hier besondere Hilfsmittel. Obzwar praktische Erfahrungen hier noch nicht vorliegen, kann man wohl mit einer Bestimmtheit sagen, daß Verfahren oder Einrichtungen nicht genügen, welche lediglich gestatten, die Erreichung

des richtigen Kompensationszustandes anzuzeigen, bei einer Abweichung aber keinen Anhalt dafür liefern, *um welches quantitative Maß die Abstimmung geändert werden muß*. Die bisher bekannt gewordenen Verfahren, welche auch das letztere leisten, sind von zweierlei grundsätzlich verschiedener Art. Die Einrichtungen der ersten Art zielen darauf ab, den resultierenden Leitwert des Systems gegen Erde im Betrieb zu messen. Sie bestehen aus Einrichtungen, welche während der Messung den Nullpunkt des Systems unter eine Fremdspannung setzen und Einrichtungen (Meßinstrumenten), welche aus der von Hilfsstromquellen gelieferten Spannung und ihrem Strom den resultierenden Leitwert bilden.

Derartige Einrichtungen erfüllen vollkommen ihren Zweck, solange die Erdschlußleistung nicht allzu groß wird, und solange keine Einrichtungen für Querkompensation vorhanden sind. Trifft eine von diesen beiden Voraussetzungen nicht zu, ist es empfehlenswert, auf die direkte Messung zu verzichten und zu einem indirekten Verfahren zu greifen, welches *aus dem Schaltzustand des Netzes und der Kompensationseinrichtungen* die zur Feststellung des Kompensationszustandes erforderlichen Rechnungsgrößen künstlich nachbildet. Eine solche Einrichtung besteht demgemäß aus der eigentlichen Anzeigevorrichtung, welche diese Nachbildung liefert, und einer Fernmeldeeinrichtung, die den Schaltzustand des Netzes und der Kompensationseinrichtungen an den Ort der Spannung zu melden hat. Bei geringen Ansprüchen an die Geschwindigkeit und Zuverlässigkeit der Messung kann die letztere Teileinrichtung natürlich auch durch telephonische Übermittlung ersetzt werden.

## VI. Kabel oder Freileitung für Fernübertragungen

*M. F. Dahl*

Der ständig steigende Energiebedarf, verursacht durch die zunehmende Ausdehnung der Städte und der Industriegegenden und der damit verbundenen größeren Stromverbrauchsichte, bringt mit der Höhe der zu übertragenden Energie auf die zunehmenden Entfernungen zwangsweise auch eine Erhöhung der Betriebsspannungen mit sich. Sowohl für die Zubringerleitungen wie für die Kupplungsleitungen muß *größte Betriebssicherheit* angestrebt werden, ein wichtiger Faktor, der für die Verwendung von Kabeln spricht, da Kabel praktisch von atmosphärischen Störungen nicht beeinflusst werden. Die Freileitungen sind dagegen, obgleich deren Bauart gerade in neuester Zeit wesentlich vervollkommen wurde, infolge ihrer exponierten Lage nicht nur den Einwirkungen der Atmosphäre (Gewitter, Stürmen, Eislast), sondern auch Beschädigungen willkürlicher Art (Steinwürfe, Schüsse, Häuserbrand usw.) ausgesetzt. Außerdem bilden die netzartig über das Land verteilten Freileitungen eine Gefahr für den Flugverkehr. In unruhigen Zeiten sind sie Sabotageakten ausgesetzt. Das Kabel, einmal in der Erde verlegt, ist allen diesen Einwirkungen entzogen.

Schließlich ist auch die *Beeinflussung* anderer Leitungen zu berücksichtigen. Während Parallelläufe von Freileitungen mit Niederspannungs-

Telephon-, Telegraphen- oder Signalleitungen, selbst in Abständen von 1000 m oder mehr, eine ständige Gefahr bilden, ist der Einfluß des Hochspannungskabels besonders beim verseilten Drehstromkabel, auf Niederspannungskabel usw. sehr viel einfacher zu beseitigen, da der gefährliche Einfluß schon bei einem verhältnismäßig geringen Abstand aufhört.

Von einer allgemeinen Verwendung von Kabeln schreckt heute noch der recht große Unterschied in den *Anlagekosten* zwischen Kabel und Freileitung ab. Dieser Preisunterschied läßt sich bei richtiger Ausführung zu wirtschaftlich annehmbarer Größe herabmindern, besonders, da die Betriebskosten bei der Kabelleitung bedeutend geringer sind als die der Freileitung. Lediglich der Kapitaldienst der Anlagekosten des Kabels kann die sonst günstigen jährlichen Gesamtkosten unter Umständen zum Nachteil des Kabels verschlechtern. Meistens aber wird die geringer zu bemessende Abschreibungsquote des Kabels im Verein mit den weit kleineren Unterhaltungskosten das Bild zugunsten des Kabels verschieben.

Bei der Aufstellung von *Vergleichsrechnungen* ist es außerordentlich wichtig, nicht nur die rein kilometrischen Preise des betriebsfertig verlegten Kabels im Vergleich zur eigentlichen Freileitung zu setzen, sondern es muß berücksichtigt werden, daß bei Verwendung des Kabels meistens ein wesentlich *kürzerer Weg* zwischen den zu verbindenden Punkten möglich ist. Das hat zur Folge, daß das Kabel der Freileitung in den Jahreskosten immer überlegen sein wird (Abb. 7 und 8), was schon bei einer um etwa 10 % längeren Freileitung eintritt. Beim Erschließen größerer Städte oder Industriezentren kommt man mit Freileitung meistens nur bis an die Peripherie heran, von wo dann eine Weiterleitung der Energie durch Errichtung eines Umspannwerkes und mittels Kabel niederer Spannung an die einzelnen Verbraucherstellen erfolgen muß. Bei Verwendung von Höchstspannungskabeln kann man ohne Umspannung direkt *bis ins Belastungszentrum* mit der gleichen Betriebsspannung gehen. Man erreicht dadurch nicht nur eine Erniedrigung der Anlagekosten der gesamten Elektrizitätsanlage, sondern auch eine viel bessere Lastverteilung und Verbesserung der Spannungsverhältnisse.

Die *kleine Selbstinduktion*, die den Kabeln eigen ist, ermöglicht bei *gleichen* Leiterquerschnitten höhere Belastungen und daher bessere Ausnützung gegenüber den Freileitungsquerschnitten. Einer vollen Ausnützung des Freileiterquerschnittes stehen nicht nur die Rücksicht auf mechanische Beanspruchungen einerseits, denen die Freileiterseile ausgesetzt sind, andererseits die großen Spannungsabfälle entgegen. Bezüglich der Spannungsregelung ist die außerordentlich geringe Induktivität der Kabelleitung recht günstig, während die hohe Induktivität der Freileitung außerordentlich störend wirkt. Ferner läßt sich durch den *Ladestrom der Kabel* ( $J_c \text{ Kabel} = 20 \cdot J_c \text{ Freileitung}$ ) bei passender Kompensierung eine bemerkenswerte Verbesserung des  $\cos \varphi$  erreichen. Demgegenüber verlangen große Freileitungsübertragungen sehr teure und umfangreiche Regelvorrichtungen in den Zentralen und Umspannwerken,

um die gleichen guten Betriebsbedingungen zu erhalten wie bei Verwendung von Kabeln. So beträgt die Ladeleistung einer 200 kV-Kabel-Drehstromleitung von 300 km Länge etwa 750 Blind MW, die infolge ihres erheblichen Mehrbetrages gegenüber der Wirklast zu einer wirk-samen Spannungsregelung des Netzes und der Kraftwerksgeneratoren unter Verwendung von Drosselspulen herangezogen werden kann. Im Gegensatz zur Freileitungsübertragung wird man mit viel kleineren Erregeraggregaten und einfacheren Induktoren auch für Großmaschinen auskommen.

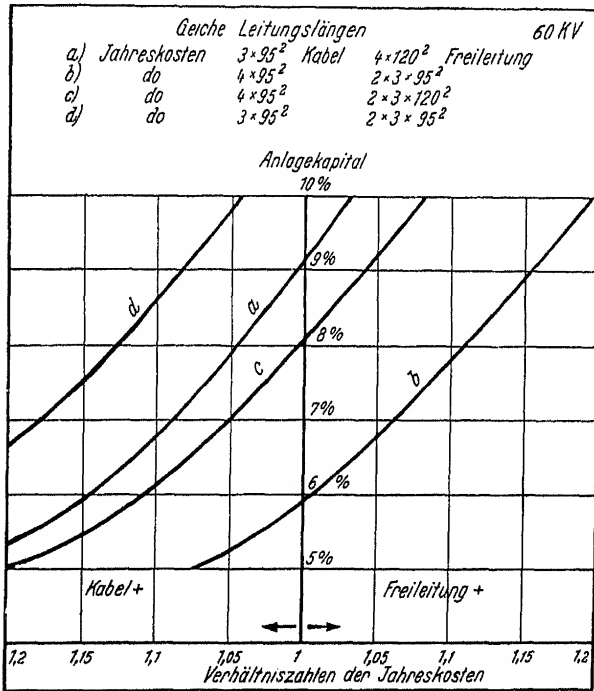


Abb. 6.

Im folgenden sind nun die *Jahreskosten* bei verschiedenen Leitungsanordnungen und Betriebsspannungen untersucht. Den Vergleichsrechnungen liegen jeweils gleiche maximale Übertragungsmöglichkeiten bei größter möglicher Übertragungsentfernung zugrunde, wobei die für Kabel und Freileitung zulässigen Mindestquerschnitte und die notwendigen Apparate wie Drosselspulen und Phasenschieber berücksichtigt werden:

100 km	60 kV max.	22 MW	95 <sup>2</sup> Kabel	95 <sup>2</sup> bzw. 120 <sup>2</sup> Freileitung
200 km	100 kV max.	45 MW	120 <sup>2</sup> Kabel	150 <sup>2</sup> bzw. 185 <sup>2</sup> Freileitung
400 km	200 kV max.	105 MW	210 <sup>2</sup> Kabel	bzw. 210 <sup>2</sup> Freileitung

Der Vergleich beruht also nicht auf gleichen Querschnitten, sondern auf *gleicher Übertragungsleistung*. Die Leiter moderner Hochspannungs-



kabel können bekanntlich bis 2 A/qmm als Drehstromkabel und bis 2,4 A/qmm als Einleiterkabel dauernd belastet werden. Bei langen Freileitungen dagegen muß man mit Rücksicht auf die Spannungsverhältnisse oft unter 1,5 A/qmm bleiben. Bekanntlich ist der Scheinwiderstand der Freileitung etwa doppelt so hoch wie der des Kabels, so daß Stromdichten von 1,5 A/qmm und mehr bei langen Freileitungen ganz unverwendbar hohe Spannungsabfälle verursachen, während bei Verwendung von Kabeln die Spannungsabfälle noch in zulässigen Grenzen bleiben. Beträgt doch beispielsweise bei einer Kraftübertragung von

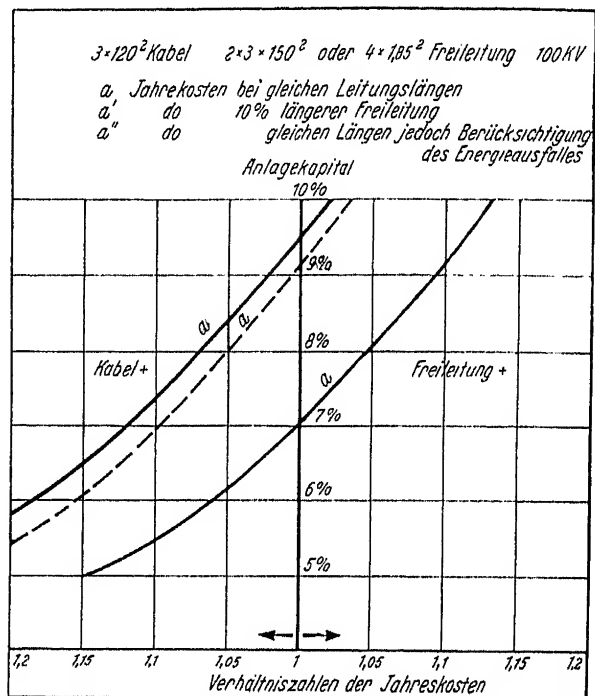


Abb. 7.

20 MW mit 65 kV Betriebsspannung bei Verwendung einer Freileitung von 2 x 3 x 95 qmm Cu der Spannungsabfall rd. 10%, hingegen bei Verwendung eines Drehstromkabels von 3 x 120 qmm nur 2 bis 4%. Dabei verschlechtert sich der  $\cos\varphi$  durch die Freileitung um etwa 10%, während er bei Verwendung des Kabels um 9 bis 10% verbessert wird. Wenn man die Kupferverluste bei Anwendung des Kabels nur etwa 90%, und obgleich bei der Freileitung keine dielektrischen Verluste vorhanden sind, wird trotzdem der Gesamtverlust sogar einschließlich der Bleiwirbelstromverluste in den Kabelmänteln (bei Verwendung von Spezialkabeln) den 100proz. Wert der Freileitung kaum erreichen.

Für die Ermittlung der Jahreskosten können nachstehende Prozentzahlen dienen, die Mittelwerte, teilweise entnommen aus Betrieben, darstellen. Bei der Bemessung der Amortisationsquote wird als Amortisationszeit für Freileitungen 20 bis 25 Jahre, für Kabel 40 bis 45 Jahre gewählt, da bekanntlich die Kabelisolation im Laufe der Jahre nicht schlechter, sondern eher besser wird. Das würde bedeuten, daß die elektrische Durchschlagsfestigkeit steigt, während die elektrischen Verluste sinken.

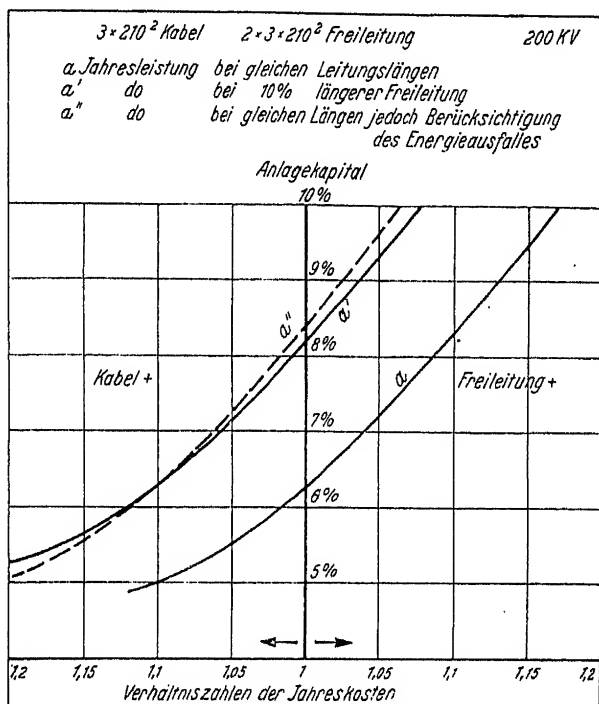


Abb. 8.

Amortisation	Kabel 0,3 %	Freileitung 2,3 %	} der Anlagekosten
Unterhaltg. u. Betrieb	Kabel 0,3 %	Freileitung 4 %	
Ableitungsverluste	Kabel 0,28 %	Freileitung 0,15 %	

Ein sehr wichtiger Faktor, der zugunsten des Kabels spricht, ist der jährliche Verlust bei Freileitungen durch *Energieausfall*, hervorgerufen durch atmosphärische Störungen oder gewaltsame Eingriffe. Seine Einführung in die Rechnung empfiehlt sich bei Vergleichsrechnungen mit konkreten Unterlagen, die eine Übersicht über die jeweilige Größe der Verlustmöglichkeit an Hand der abgeschlossenen Stromlieferungsverträge zuläßt. Er kann bei der Freileitung 0,2 bis 0,8 % der jährlichen Gesamtkosten betragen, dagegen beim Kabel nur etwa 15 % von den

Freileitungswerten. In den angeführten Kurven ist dieser Faktor — weil keine bestimmten Verhältnisse vorliegen — zum Teil weggelassen worden. Wie erheblich sein Einfluß ist, zeigen die Kurven in den Abb. 7 und 8. Legt man bei den Kurven a) einen normalen Zinssatz des Anlagekapitals von 8% zugrunde, so zeigen beide Kurven, daß in den Jahreskosten noch Ersparnisse gegenüber der Freileitung möglich sind.

Maßgebend für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit ist nicht nur das Verhältnis der Anlagekosten, sondern in bemerkenswertem Maße die Höhe der *Verzinsung des Anlagekapitals*. Der für die Verwendung von Kabel günstige Einfluß der Amortisations- und Betriebskosten auf die Jahreskosten vermindert sich mit zunehmendem Jahreszinssatz des Anlagekapitals, wie dieses deutlich die Abb. 6 bis 8 zeigen.

Bei der Aufstellung dieser Kurven ist berücksichtigt, daß die Kabel zu mindestens 80% mit dem bekannten Schramm'schen Kabelverlegungsgerät, das eine wesentliche Verringerung der Kosten ermöglicht, verlegt werden.

Eine weitere recht wesentliche Verminderung der Anlagekosten der Kabelleitung könnte durch Herabsetzung der Isolationsstärken erreicht werden. Dem wurde hier jedoch nicht Rechnung getragen, obgleich heute schon vielfach die Ansicht vorherrscht, daß die Sicherheit gegen Durchschlag in modernen Kabeln zu reichlich bemessen ist, und deshalb eine Herabsetzung der übergroßen Sicherheit durch Verminderung der Isolationsstärke mit Rücksicht auf die umfangreichen Verbesserungen in der Fabrikation moderner Kabel gerechtfertigt erscheint. Hierdurch wäre eine weitere Absenkung des Anlagekapitals bis zu 10% und mehr zu erreichen, und die Kurven würden sich also noch wesentlich zugunsten des Kabels verbessern.

Soweit die wirtschaftlichen Überlegungen. Die hohen Blindströme, die das Kabel infolge seiner bedeutend größeren Kapazität gegenüber der Freileitung führt, beherrscht man am besten durch *Kompensation mittels Drosselspulen*. Die Drosseln können einmal dazu dienen, die Ladeströme zu kompensieren, dann aber auch, etwa auftretende Erdschlußströme zu löschen. Weitestgehende Unterteilung der gesamten Leitungsstrecke in einzelne Kompensationsabschnitte wäre begrüßenswert. Es gibt auch hier ein wirtschaftlich günstigstes Verhältnis der Zahlen der Unterteilungen zu der Gesamtstrecke, da sonst bei zu großer Unterteilung, obgleich dadurch die elektrischen Verhältnisse noch weiter verbessert werden, die Anlagekosten besonders bei Kabeln hoher und höchster Spannungen die Wirtschaftlichkeit der gesamten Kabelanlage gefährden. So ist z. B. das in Amerika verlegte 132 kV-Kabel in Kompensationsabschnitte von je 40 km unterteilt. Die Bemessung der Kompensationsapparate hängt nun von den Betriebsbedingungen des gesamten Netzes ab, wonach also der gesamte Ladestrom oder nur Teile davon zu kompensieren wären. Bei voller Kompensation kann man den Kabelquerschnitt voll ausnützen, erhält dagegen hohe Apparatkosten; bei teilweiser Kompensierung sinkt entsprechend die Übertragung der Wirkleistung, damit aber auch die Anlagekosten der Kompensationsapparate.

Jedenfalls bietet das Kabel sehr viel wertvolle technische Vorteile und ist auch in wirtschaftlicher Beziehung gegenüber der Freileitung konkurrenzfähig, so daß bei weiterer Ausnützung der Kabelkonstruktionselemente in Zukunft das Kabel ein ernsthafter Konkurrent der Freileitung sein wird.

## Resumé

Les lignes de transmission électrique à grande distance sont actuellement nécessaires d'une part pour transporter l'énergie des contrées privées de culture à celles de haute culture et d'autre part pour équilibrer les différences de puissance, en particulier pour échelonner les courbes de répartition de charge. Afin de réduire les intensités des champs électrostatiques et d'éviter les pertes par effet corona on réalise les conducteurs sous la forme de câble creux de grand diamètre et de section conductrice pas trop considérable. On évite sur les isolateurs de suspension toute cimentation entre parties en porcelaine et armatures métalliques. L'épreuve à haute tension est effectuée au moyen d'ondes à front raide et de tensions d'à-coup, comme elles se présentent effectivement dans la nature par suite des orages. Pour protéger la porcelaine contre l'arc en cas de contournement, toujours possible, on a recours à des anneaux de protection ou à des cornes fixées aux bouts des chaînes. Pour toute ligne de transmission il existe par suite de la chute de tension sensiblement inductive, une longueur de transport limite; pour la fréquence de 50 per., cette limite comporte 100 à 200 km, si les valeurs de la tension et de la puissance transportée sont accordées d'une façon favorable. Les lignes dont la longueur dépasse la limite ci-dessus doivent être divisées en tronçons; chaque point entre deux tronçons sera couplé aux centrales existantes ou équipé d'une station génératrice de puissance réactive spéciale afin de compenser à ces endroits les puissances réactives, inductive et capacitive, de la ligne. De même l'influence de la chute de tension ohmique peut être compensée par des courants réactifs superposés, de façon que toutes les stations raccordées à la ligne puissent travailler à la même tension.

Pour la compensation on fait usage de machines à puissance réactive synchrones ou asynchrones dont les courants peuvent être réglés du décalage en avant jusqu'au décalage en arrière ou, encore, on se sert des bobines de réactance, beaucoup meilleur marché, tant qu'on ne veut compenser qu'inductivement et qu'on reste au-dessous de la puissance limite naturelle de la ligne. Le réglage des compensateurs vise à une tension constante ou à l'équilibre des puissances réactives de la ligne. Dans le dernier cas les compensateurs de toutes les stations règlent indépendamment l'un de l'autre. La tension des usines le long d'une ligne compensée possède une valeur absolue constante, tandis que sa phase est différente d'une usine à l'autre. L'angle entre deux stations ne doit pas dépasser la valeur de 40 à 50° en régime stationnaire, pour que l'angle de stabilité de 90° auquel les usines peuvent perdre le synchronisme, ne soit atteint ou dépassé en cas d'à-coups inopinés. Des perturbations de ce genre peuvent surgir par suite de hausse ou de baisse régulières de la charge, de pertes à la terre, de courts-circuits ou de rupture de conducteur. Vu la possibilité de pareilles perturbations, les régulateurs de tension des génératrices et les régulateurs de vitesse des machines de puissance doivent rétablir la situation normale aussitôt que possible.

Pour combattre les pertes à la terre et l'apparition de courants de courts-circuits capacitifs à la terre et leurs arcs dangereux, on a l'habitude de compenser les lignes de grande longueur inductivement. On est alors à l'abri des perturbations de stabilité provenant de courts-circuits à la terre. Les dispositifs d'extinction sont répartis, le long des lignes de grande distance, sur les stations compensatrices de

puissance réactive; quand la compensation s'effectue par secteurs, il ne se produit pas de sommation excessive des courants de terre et la tension inductive de ces derniers ne dépasse pas les valeurs susceptibles de faire échec à l'extinction. Le dispositif d'extinction devra être accordé d'une manière relativement exacte même pour le cas des commutations de la ligne et ce pour éviter autant que possible les courants résiduels à l'endroit de la perte à la terre. Les bobines d'extinction pour les lignes de grande longueur doivent permettre la commutation des bornes intermédiaires sous charge.

Les câbles haute tension pour 100 kV et plus sont utilisés actuellement surtout comme conducteurs d'amenée aux usines desservant les villes. Cependant leur grande sécurité de service, le fait qu'ils ne causent pas de trouble aux installations à courants faibles, leur réactance inductive minime et, partant, leur limite de transport plus grande militent en faveur de leur emploi pour le transport à distance de grandes quantités d'énergie et ce malgré leur prix considérable. Dans la comparaison des frais le taux d'amortissement plus bas et les frais d'entretien sensiblement inférieurs sont en faveur du câble. Des termes de comparaison importants sont de même la distance moindre jusqu'au centre de charge d'un secteur et le fait qu'une interruption de livraison d'énergie par suite des défauts de la ligne est presque exclue. La compensation de la capacité des câbles peut toujours se faire par des bobines de réactance de prix relativement modique, pour autant qu'on ne préfère pas la faire contribuer à l'amélioration du facteur de puissance des circuits récepteurs et d'augmenter par là le rendement économique des ces derniers. Tous ces facteurs concourent à rapprocher le rendement économique du câble, pour le transport de grandes quantités d'énergie, de celui des lignes aériennes.

Österreich

## Der zweipolige Kurzschluß einer doppelt gespeisten Drehstromleitung im Lichte der Rechnung mit symmetrischen Komponenten

Österreichisches Nationalkomitee

Dr.-Ing. G. Oberdorfer

### I. Einleitung

Wir stehen heute in der Elektrotechnik im Zeitalter der *Betriebssicherheit*. Die Betriebssicherheit einer Anlage geht allen übrigen Anforderungen voran. Sie ist es, die alle größeren und wichtigeren Abnehmer in erster Linie verlangen; sie ist es aber auch, die die Elektrizitätswerke heute mit allen Mitteln anstreben, um sich vor unnötigen Stromausfällen zu schützen.

Zu den Mitteln zur Erlangung einer möglichst hohen Betriebssicherheit gehört neben der ausreichenden Bemessung und Isolation der Maschinen und Apparate, eine verläßlich wirkende Selektivschutzeinrichtung im Verteilnetz. Unsummen Geldes werden heute für diese Selektivschutzeinrichtungen, die symmetrische und unsymmetrische Kurzschlüsse, Erdschlüsse und Doppelerdschlüsse erfassen sollen, ausgegeben. Sind diese Ausgaben berechtigt? Durchaus, wenn es gelingt, bei Fehlern tatsächlich nur das kranke Leitungsstück abzuschalten, so daß der gesamte übrige Betrieb ungestört aufrechterhalten bleibt. Während man aber gelernt hat, Überbeanspruchungen, elektrischer oder mechanischer Natur, in Maschinen und Apparaten zu meistern, muß man, wenn man ehrlich sein will, gestehen, daß bei genauem Zusehen der gesamte Fragenkomplex des Selektivschutzes durchaus als noch nicht für vollständig geklärt angesehen werden muß, wenn man auch bereits Einrichtungen besitzt, die in vielen Fällen einwandfrei arbeiten.

Woher kommt es nun, daß einerseits teure und komplizierte Apparate auf den Markt gebracht und gekauft werden, andererseits die Wirkungsweise dieser Apparate nicht voll befriedigt? Hier scheint ein Widerspruch zu liegen. Die Erklärung ist ganz einfach und stützt sich auf zwei Gründe. Der erste ist die außerordentliche Schwierigkeit, auf die man beim Versuch, die in Frage stehenden Probleme theoretisch genau zu erfassen, stößt. Müßte doch in jedem der angeführten Fälle die Fehlerentfernung, der Lichtbogenwiderstand, die Vorbelastungen, aber auch die Charakteristiken der speisenden Maschinen, ihre Schwunzziffern, die Art ihrer Regelung usw. mitberücksichtigt werden. Daß solche Untersuchungen Zeit erfordern, und zwar viel Zeit, ist klar, um so mehr, als oft erst ganz neue Rechenmethoden erdacht werden muß-

ten, um die Vielseitigkeit des Problems halbwegs zu meistern. Es ist aber auch einzusehen — und das ist der zweite Grund —, daß die Elektrizitätswerke nicht so lange warten können, bis alles bis ins letzte Detail geklärt ist. Dazu ist die Frage viel zu drängend und das Bedürfnis nach einem Selektivschutz viel zu groß. Man hat sich daher damit begnügt, Schutzeinrichtungen anzuschaffen, die, wenn auch nicht alle Fehler, so doch in einem großen Prozentsatz diese erfaßt und selektiv abschaltet. Unsere heutigen Einrichtungen sind immerhin schon so weit entwickelt, daß sie dreiphasige Kurzschlüsse und Erdschlüsse sicher, die anderen Fehler meistens richtig abtrennen. Wenn hin und wieder Fehlauslösungen vorkommen, so werden diese als unvermeidliches Übel hingenommen, um so mehr, als bei modernen Anlagen solche Fehlschaltungen tatsächlich selten sind.

Dies darf uns aber nicht dazu verleiten, die Hände untätig in den Schoß zu legen und die theoretische Weiterbehandlung des Problems seiner Kompliziertheit halber aufzugeben. Im Gegenteil, gerade diese noch teilweise vorhandene Unzulänglichkeit kann leicht in der Zukunft den Selektivschutz in der heutigen Form diskreditieren, so daß dem Verlangen nach weiteren Verbesserungen nachgegangen werden muß. Insbesondere ist es hier der Doppelerdschluß, der sich für die theoretische Behandlung am widerspenstigsten zeigt, der aber leider ein häufiger Fehler ist und daher in erster Linie angegangen werden muß.

Zeigen die bisherigen Ausführungen schlagwortartig die Widerstände auf, die das Problem der mathematischen Behandlung entgegensetzt, so ist ihnen doch zu entnehmen, daß alle Fehlerarten auf eine gemeinsame Behandlungsbasis gestellt werden müssen, da sie ja, wenn möglich, durch ein gemeinsames Schutzsystem erfaßt werden sollen. Außerdem erkennt man, daß in den meisten Fällen typische Unsymmetriefragen auftreten. Könnte man diese Unsymmetrien beseitigen, so würde der Fragenkomplex wesentlich vereinfacht werden. Man wird so von selbst auf die seit einigen Jahren sich bekanntmachende Methode des *Rechnens mit symmetrischen Komponenten*<sup>1</sup> geführt. Die folgenden Ausführungen werden zeigen, wie erstaunlich einfach sich das Problem im Lichte dieser Rechenart darbietet und wie es gelingt, auch komplizierte Fragen verhältnismäßig leicht in eine bearbeitbare und übersichtliche mathematische Form zu bringen. Dabei gestattet die Methode aber auch den jederzeitigen Übergang zur graphischen Darstellung und gibt so eine Übersicht, die kaum durch eine andere Behandlungsweise erreicht werden kann.

Der vorgeschriebene Umfang dieser Arbeit gestattet es nicht, alle Fehlerarten zu behandeln, geschweige auf alle Teilfragen einzugehen. Es soll daher nur der zweipolige Kurzschluß einer doppelt gespeisten Leitung untersucht werden und damit die Richtung festgelegt werden, nach der man am leichtesten vordringt.

Vorher seien aber noch die Grundlagen des Rechnens mit symmetrischen Komponenten ganz kurz erläutert, um das Verständnis der folgenden Untersuchungen zu fördern.

<sup>1</sup> G. Oberdorfer, Das Rechnen mit symmetrischen Komponenten, 1. Aufl., Leipzig: B. G. Teubner 1929, Bd. 26 der Sammlung mathematisch-physikalischer Lehrbücher.

## II. Grundlagen des Rechnens mit symmetrischen Komponenten

Das Rechnen mit symmetrischen Komponenten findet überall dort Anwendung, wo unsymmetrische Dreiphasensysteme vorliegen. Der Grundgedanke liegt in der Zerlegung der Phasengrößen in Komponenten, derart, daß je drei Phasenkomponenten zusammengenommen ein symmetrisches System bilden, daß also das vorliegende unsymmetrische System durch mehrere symmetrische Systeme ersetzt wird, mit denen man in gewohnter Weise operieren kann. Diese Zerlegung gelingt immer,

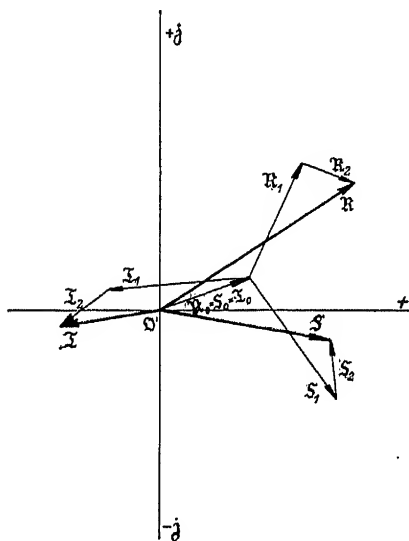


Abb. 1. Das unsymmetrische Dreiphasensystem und seine symmetrischen Komponenten,

wenn jede Phasengröße nach ganz bestimmten Regeln in drei Komponenten zerlegt wird.

Ist z. B. etwa das in Abb. 1 dargestellte unsymmetrische System  $\mathfrak{R}$ ,  $\mathfrak{S}$ ,  $\mathfrak{I}$  gegeben, so soll die Zerlegung in die drei Komponenten

$$\left. \begin{aligned} \mathfrak{R} &= \mathfrak{R}_0 + \mathfrak{R}_1 + \mathfrak{R}_2 \\ \mathfrak{S} &= \mathfrak{S}_0 + \mathfrak{S}_1 + \mathfrak{S}_2 \\ \mathfrak{I} &= \mathfrak{I}_0 + \mathfrak{I}_1 + \mathfrak{I}_2 \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

so erfolgen, daß

$$\mathfrak{R}_0 = \mathfrak{S}_0 = \mathfrak{I}_0, \quad (2)$$

$$\left. \begin{aligned} \mathfrak{R}_1 &= \mathfrak{R}_1 \\ \mathfrak{S}_1 &= a^2 \mathfrak{R}_1 \\ \mathfrak{I}_1 &= a \mathfrak{R}_1 \end{aligned} \right\} \quad (3)$$



$$\left. \begin{aligned} \Re_2 &= \Re_2 \\ \Im_2 &= a \Re_2 \\ \mathfrak{Z}_2 &= a^2 \Re_2, \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

wobei

$$a = -\frac{1}{2} + j\frac{1}{2}\sqrt{3} \quad (5)$$

jenen Einheitsvektor bedeutet, der, als Faktor zu einem beliebigen Vektor gesetzt, diesen in der *Gaußschen* Zahlenebene<sup>2</sup> um  $+120^\circ$  verdreht. Das Produkt mit

$$a^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{1}{2}\sqrt{3} \quad (6)$$

entspricht dann einer Drehung um  $+240^\circ = -120^\circ$ , während man mit

$$a^3 = 1 \quad (7)$$

wieder in die Ausgangslage zurückkommt.

Man erkennt nun leicht, daß die Komponentensysteme (1), (2), (3) symmetrisch sind.

Das *Nullsystem*<sup>3</sup> (2) ist ein gleichphasiges Dreiphasensystem, das aber nur dann auftritt, wenn die gegebenen Grundvektoren kein geschlossenes Dreieck bilden.

Das *Mitsystem*<sup>3</sup> (3) ist ein normales, symmetrisches Drehstromsystem, das in symmetrischen Problemen als einziges System auftritt und hier gewissermaßen das „Arbeitssystem“ vorstellt.

Das *Gegensystem*<sup>3</sup> (4) ist ebenfalls ein symmetrisches Drehstromsystem, weist aber gegenüber dem Mitsystem die entgegengesetzte Vektorfolge auf. Es tritt in Unsymmetrieproblemen als die Unsymmetrie kennzeichnendes System auf, wenn die gegebenen Vektoren ein geschlossenes Dreieck bilden.

Im allgemein unsymmetrischen Fall sind alle drei Komponentensysteme vorhanden. Das Fehlen des einen oder anderen weist auf eine besondere Art der Unsymmetrie hin. Ist außer dem Mitsystem nur ein Nullsystem vorhanden, so liegt eine „einpulige“ Unsymmetrie vor, wie etwa bei allen Erdschlußerscheinungen. Ist hingegen das zweite System ein Gegensystem, so ergibt die Rechnung, daß hier eine „zweipulige“ Unsymmetrie vorhanden ist, wie es etwa beim zweiphasigen Kurzschluß der Fall ist.

Die Ermittlung der symmetrischen Komponenten kann nach (1), (2), (3), (4) auch leicht graphisch erfolgen, was in der Abb. 2 nachgetragen ist. Die Abb. 3 zeigt dann die drei Komponentensysteme getrennt, wie sie sich aus der beschriebenen Konstruktion zwangsläufig ergeben.

Bevor nun auf das Kurzschlußproblem eingegangen werde, sei noch die sich aus (5) und (6) ergebende Identität

$$1 + a + a^2 = 0 \quad (8)$$

<sup>2</sup> Die Rechnung ist durchwegs nach der komplexen Methode vorzunehmen.

<sup>3</sup> Über die Bezeichnungsweise siehe G. Oberdorfer unter Fußnote 1.

erwähnt, die bei den Rechnungen häufig Anwendung finden wird. Ferner sollen alle Größen, die sich auf das Nullsystem beziehen, das Vorwort „Null-“, jene des Mitsystems das Vorwort „Mit-“ und die des Gegen- systems das Vorwort „Gegen-“ erhalten.

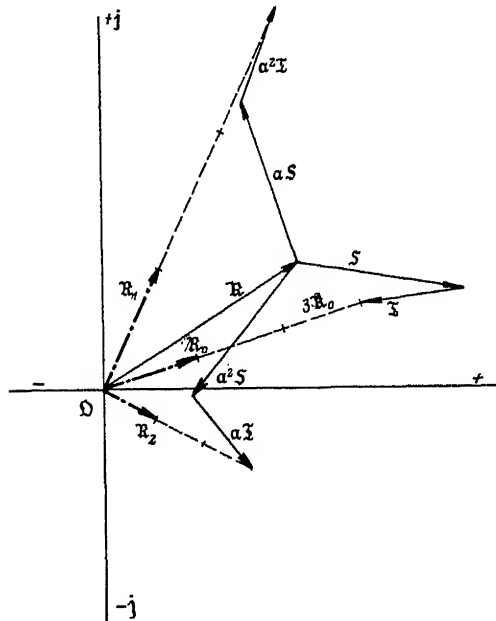


Abb. 2. Bildung der symmetrischen Komponenten.

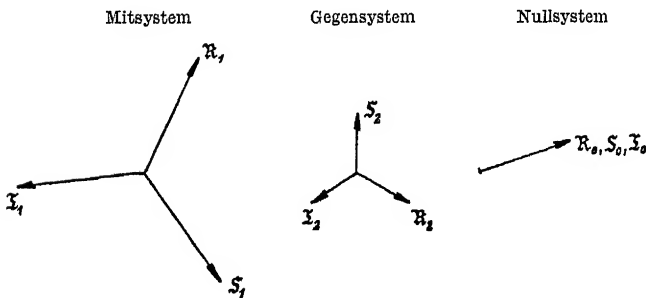


Abb. 3. Die Komponentensysteme des unsymmetrischen Dreiphasensystems  
Abb. 1.

### III. Der zweiphasige Kurzschluß in einer doppelt gespeisten Freileitung

#### A. Problemstellung und Bezeichnungen

Gegeben sei die in Abb. 4 dargestellte Übertragungsleitung, die von den Stationen I und II gespeist werden möge. In irgendeiner Entfernung trete ein Kurzschluß zwischen den Phasen  $S$  und  $T$  ein. Der Widerstand des Kurzschlußlichtbogens sei  $R$ . Gefragt ist nach der Stromverteilung im Netz, wobei angestrebt werden soll, die Unsymmetrie des Problems durch Verwendung symmetrischer Komponenten nach Möglichkeit zu beseitigen.

Um in den weiteren Untersuchungen hinsichtlich der Vorzeichengabe festzuliegen, sind in der Abbildung die als positiv geltenden Richtungs-pfeile der Ströme und Spannungen anzugeben.

Wir müssen ferner noch Festlegungen über die Bezeichnung der Konstanten des Problems treffen und beachten, daß diese getrennt für das Mit- und Gegensystem angegeben werden müssen. Dabei lehrt die

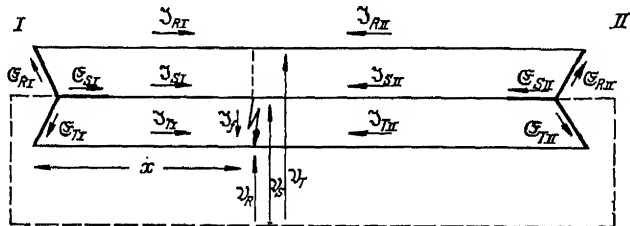


Abb. 4. Grundsätzliches Schaltbild für die doppelt gespeiste Leitung bei zweipoligem Kurzschluß.

Theorie des Rechnens mit symmetrischen Komponenten, daß die Impedanzen für Leitungen und Transformatorwicklungen für das Mit- und Gegensystem die gleichen sind (die normalen Leitungsimpedanzen), während für Generatoren für jedes System ein verschiedener Wert zu nehmen ist, der sich aus Versuchen bestimmen läßt.

Bedeutend nunmehr:

- $\mathcal{E}_{RI}$ ,  $\mathcal{E}_{SI}$ ,  $\mathcal{E}_{TI}$  die eingepprägten Spannungen der Station I,
- $\mathcal{E}_{RII}$ ,  $\mathcal{E}_{SII}$ ,  $\mathcal{E}_{TII}$  die eingepprägten Spannungen der Station II,
- $\mathfrak{I}_{RI}$ ,  $\mathfrak{I}_{SI}$ ,  $\mathfrak{I}_{TI}$  die von der Station I abfließenden Ströme,
- $\mathfrak{I}_{RII}$ ,  $\mathfrak{I}_{SII}$ ,  $\mathfrak{I}_{TII}$  die von der Station II abfließenden Ströme,
- $\mathfrak{I}_K$  den Strom in der Kurzschlußverbindung der Fehlerstelle,
- $\mathfrak{Z}_{GI1}$ ,  $\mathfrak{Z}_{GI11}$  die Mitimpedanzen der Generatoren in den Stationen I und II,
- $\mathfrak{Z}_{GI2}$ ,  $\mathfrak{Z}_{GI12}$  die Gegenimpedanzen der Generatoren in den Stationen I und II,

- $\mathfrak{z}_{T I}, \mathfrak{z}_{T II}$  die Impedanzen der Transformatoren in den Stationen  $I$  und  $II$ ,  
 $\mathfrak{z}_L$  die Impedanz der Leitung je km,  
 $l$  die Länge der Leitung in km,

so können mit Hilfe der *Kirchhofschen* Gesetze an Hand der Abb. 4 bereits alle zur Lösung des Problems notwendigen Bezeichnungen abgeleitet werden. Zur Vereinfachung der Schreibweise seien noch die Substitutionen

$$\begin{aligned}\mathfrak{z}_{I1} &= \mathfrak{z}_{G I1} + \mathfrak{z}_{T I} + x \mathfrak{z}_L, \\ \mathfrak{z}_{II1} &= \mathfrak{z}_{G II1} + \mathfrak{z}_{T II} + (1-x) \mathfrak{z}_L, \\ \mathfrak{z}_{I2} &= \mathfrak{z}_{G I2} + \mathfrak{z}_{T I} + x \mathfrak{z}_L, \\ \mathfrak{z}_{II2} &= \mathfrak{z}_{G II2} + \mathfrak{z}_{T II} + (1-x) \mathfrak{z}_L\end{aligned}$$

eingeführt. Es bedeuten dann  $\mathfrak{z}_1$  die Mitimpedanzen und  $\mathfrak{z}_2$  die Gegenimpedanzen von der Zentrale bis zur Fehlerstelle.

Die Phasenspannungen an der Fehlerstelle seien mit  $\mathfrak{B}_R, \mathfrak{B}_S, \mathfrak{B}_T$  bezeichnet. Sie bilden im Kurzschlußfalle ein unsymmetrisches Spannungssystem, das in ein Mit- und ein Gegensystem zerlegt werden kann.

### B. Ableitung der Hauptgleichungen

Zur Ermittlung der Hauptgleichungen bestimmen wir die Phasenspannungen an der Fehlerstelle, wenn wir einmal von der Station I, das andere Mal von der Station II ausgehen. Außerdem führen wir die Ermittlung getrennt für das Mit- und das Gegensystem aus. Da die Komponentensysteme symmetrisch sind, genügt es ferner, die Durchrechnung nur in einer Phase, etwa in der Phase  $R$ , vorzunehmen.

Es ist dann die Mitspannung an der Fehlerstelle gleich der in der Station erzeugten Spannung, vermindert um sämtliche Mitspannungsfälle bis zur Fehlerstelle. Also

$$\mathfrak{B}_{R1} = \mathfrak{E}_{R1} + \mathfrak{I}_{R I1} \mathfrak{z}_{I1} = \mathfrak{E}_{R II} + \mathfrak{I}_{R II1} \mathfrak{z}_{II1}, \quad (9)$$

je nachdem, ob von der Station I oder von der Station II ausgegangen wird.

In gleicher Weise findet man für die Gegenspannung an der Fehlerstelle

$$\mathfrak{B}_{R2} = \mathfrak{I}_{R I2} \mathfrak{z}_{I2} = \mathfrak{I}_{R II2} \mathfrak{z}_{II2}. \quad (10)$$

Dabei wurde angenommen, daß die aufgedruckten Spannungen  $\mathfrak{E}_{R1}, \mathfrak{E}_{S1}, \mathfrak{E}_{T1}$  und  $\mathfrak{E}_{R II}, \mathfrak{E}_{S II}, \mathfrak{E}_{T II}$  je ein symmetrisches System bilden. Sie sind also gleichzeitig ihre Mitspannungen, während die Gegenspannungen Null bleiben. Aus diesem Grunde erscheinen in (10) auch keine eingepägten Gegenspannungen.

Als weitere Spannungsgleichung findet man für die Differenz der Spannungen der kurzgeschlossenen Phasen  $S$  und  $T$  die Gleichung

$$\mathfrak{B}_S - \mathfrak{B}_T = \mathfrak{I}_R R,$$

die sich mit Hilfe der Zerlegungen (1) bis (4) unter Berücksichtigung, daß das Nullsystem verschwinden muß, auch wie folgt schreiben läßt:

$$a^2 \mathfrak{B}_{R1} + a \mathfrak{B}_{R2} - a \mathfrak{B}_{R1} - a^2 \mathfrak{B}_{R2} = \mathfrak{F} R$$

oder

$$(\mathfrak{B}_{R1} - \mathfrak{B}_{R2})(a^2 - a) = \mathfrak{F} R = -j\sqrt{3}(\mathfrak{B}_{R1} - \mathfrak{B}_{R2})$$

und

$$\mathfrak{B}_{R2} = \mathfrak{B}_{R1} - j\frac{1}{\sqrt{3}}\mathfrak{F} R. \quad (11)$$

Als letzte Ausgangsgleichung ergeben schließlich die Knotenpunktsgleichungen der Ströme an der Fehlerquelle

$$\begin{aligned} \mathfrak{I}_{RII} &= -\mathfrak{I}_{RI}, \\ \mathfrak{I}_{SII} &= -\mathfrak{I}_{SI} + \mathfrak{I}_f, \\ \mathfrak{I}_{TII} &= -\mathfrak{I}_{TI} + \mathfrak{I}_f. \end{aligned}$$

Multipliziert man nun die zweite dieser Gleichungen mit  $a$  und die dritte mit  $a^2$ , so wird wieder bei Beachtung von (1) bis (4)

$$\mathfrak{I}_{RII1} = -\mathfrak{I}_{RI1} + \frac{1}{3}\mathfrak{I}_f(a - a^2) = -\mathfrak{I}_{RI1} + j\frac{1}{\sqrt{3}}\mathfrak{I}_f. \quad (12)$$

Multipliziert man hingegen die zweite Gleichung mit  $a^2$  und die dritte mit  $a$ , so wird auf die gleiche Weise

$$\mathfrak{I}_{RII2} = -\mathfrak{I}_{RI2} + \frac{1}{3}\mathfrak{I}_f(a^2 - a) = -\mathfrak{I}_{RI2} - j\frac{1}{\sqrt{3}}\mathfrak{I}_f. \quad (13)$$

Trachten wir nun, alle Ströme durch  $\mathfrak{I}_{RI1}$  auszudrücken, so erhalten wir vorerst aus (11) durch Einsetzen von (10), (9) und (12)

$$\mathfrak{I}_{RII2} \mathfrak{I}_{II2} = \mathfrak{E}_{RII} + \mathfrak{I}_{RII1} \mathfrak{I}_{II1} - \mathfrak{I}_{RI1} R - \mathfrak{I}_{RII1} R$$

oder

$$\mathfrak{I}_{RII2} = \frac{\mathfrak{E}_{RII}}{\mathfrak{I}_{II2}} + \mathfrak{I}_{RII1} \frac{\mathfrak{I}_{II1} - R}{\mathfrak{I}_{II2}} - \mathfrak{I}_{RI1} \frac{R}{\mathfrak{I}_{II2}}. \quad (14)$$

Durch die nochmalige Verwendung von (10) wird daraus

$$\mathfrak{I}_{RI2} = \frac{\mathfrak{E}_{RI}}{\mathfrak{I}_{I2}} + \mathfrak{I}_{RII1} \frac{\mathfrak{I}_{II1} - R}{\mathfrak{I}_{I2}} - \mathfrak{I}_{RI1} \frac{R}{\mathfrak{I}_{I2}}. \quad (15)$$

Eliminiert man noch aus (12) und (13) den Fehlerstrom  $\mathfrak{I}_f$ , so kann man setzen

$$\mathfrak{I}_{RI1} + \mathfrak{I}_{RII1} + \mathfrak{I}_{RI2} + \mathfrak{I}_{RII2} = 0.$$

(14) und (15) hierin eingesetzt liefert

$$\begin{aligned} \mathfrak{I}_{RI1} + \mathfrak{I}_{RII1} + \mathfrak{E}_{RII} \left( \frac{1}{\mathfrak{I}_{I2}} + \frac{1}{\mathfrak{I}_{II2}} \right) \\ + \mathfrak{I}_{RII1} (\mathfrak{I}_{II1} - R) \left( \frac{1}{\mathfrak{I}_{I2}} + \frac{1}{\mathfrak{I}_{II2}} \right) - \mathfrak{I}_{RI1} R \left( \frac{1}{\mathfrak{I}_{I2}} + \frac{1}{\mathfrak{I}_{II2}} \right) = 0 \end{aligned}$$

oder

$$\mathfrak{E}_{RII} + \mathfrak{I}_{RI1} \left( \frac{\mathfrak{I}_{I2} \mathfrak{I}_{II2}}{\mathfrak{I}_{I2} + \mathfrak{I}_{II2}} - R \right) + \mathfrak{I}_{RII1} \left( \frac{\mathfrak{I}_{I2} \mathfrak{I}_{II2}}{\mathfrak{I}_{I2} + \mathfrak{I}_{II2}} + \mathfrak{I}_{II1} - R \right) = 0. \quad (16)$$

Hierin ist nur noch  $\Im_{RII}$  zu entfernen, um eine Gleichung für den Mitstrom  $\Im_{RI}$  zu bekommen. Dies geschieht am einfachsten unter Zuhilfenahme der Beziehung (9) unter Erhalt von

$$\mathfrak{E}_{RI} + \Im_{RII} \Im_{I1} = \mathfrak{E}_{RII} - \Im_{II1} \frac{\left( \frac{\Im_{I2} \Im_{II2}}{\Im_{I2} + \Im_{II2}} - R \right)}{\frac{\Im_{I2} \Im_{II2}}{\Im_{I2} + \Im_{II2}} + \Im_{II1} - R}.$$

Nach dem Ordnen geht dies nun in die endgültige Beziehung

$$\Im_{RII} = - \frac{\mathfrak{E}_{RI} \left( \frac{\Im_{I2} \Im_{II2}}{\Im_{I2} + \Im_{II2}} + \Im_{II1} - R \right) - \mathfrak{E}_{RII} \left( \frac{\Im_{I2} \Im_{II2}}{\Im_{I2} + \Im_{II2}} - R \right)}{\Im_{I1} \left( \frac{\Im_{I2} \Im_{II2}}{\Im_{I2} + \Im_{II2}} + \Im_{II1} - R \right) + \Im_{II1} \left( \frac{\Im_{I2} \Im_{II2}}{\Im_{I2} + \Im_{II2}} - R \right)} \quad (17)$$

über, die als Ausgangspunkt für die weiteren Überlegungen dienen soll. So kompliziert sich die Gleichung auch beim ersten Anblick ausnehmen mag, so einfach und schön läßt sie sich interpretieren, und es ist erstaunlich, welch tiefen Einblick sie in das physikalische Bild des zweipoligen Kurzschlusses zu tun gestattet.

### C. Ermittlung eines Ersatzschaltbildes

In der Gleichung (17) fällt von allem der viermal vorkommende Bruch

$$\frac{\Im_{I2} \Im_{II2}}{\Im_{I2} + \Im_{II2}} = \bar{\Im}_2 \quad (18)$$

auf, den wir der Einfachheit halber mit  $\bar{\Im}_2$  bezeichnen wollen. Die so neu eingeführte Impedanz  $\bar{\Im}_2$  ist aber nichts anderes als die Ersatzimpedanz für die Parallelschaltung der gesamten Gegenimpedanzen  $\Im_{I2}$  und  $\Im_{II2}$  vor und hinter der Kurzschlußstelle. Setzen wir diesen Substitutionswert in (16) ein, so wird

$$\mathfrak{E}_{RII} + \Im_{RII} \Im_{I1} + (\Im_{RI1} + \Im_{RII})(\bar{\Im}_2 - R) = 0. \quad (19)$$

Dieser Beziehung gesellt sich eine zweite, gleichartige zu, die dadurch gebildet wird, daß man die Zeiger *II* mit *I* vertauscht und umgekehrt. Dies kann ja ohne weiteres erfolgen, da keines der beiden Kraftwerke gegenüber dem anderen irgend etwas voraus hat. Dann wird also

$$\mathfrak{E}_{RI} + \Im_{RI1} \Im_{I1} + (\Im_{RI1} + \Im_{RII})(\bar{\Im}_2 - R) = 0. \quad (20)$$

Diese beiden Gleichungen lassen aber eine äußerst einfache und überraschende Deutung zu. Setzt man nämlich für

$$\Im_{RI1} + \Im_{RII} = \bar{\Im}_{R1} = j \frac{1}{\sqrt{3}} \Im, \quad (21)$$

so entsprechen die Gleichungen

$$\left. \begin{aligned} \mathfrak{E}_{RI} + \Im_{RI1} \Im_{I1} + \bar{\Im}_{R1}(\bar{\Im}_2 - R) &= 0 \\ \mathfrak{E}_{RII} + \Im_{RII} \Im_{I1} + \bar{\Im}_{R1}(\bar{\Im}_2 - R) &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (22)$$

dem Ersatzschaltbild der Abb. 5. Dieses ist so gebildet, daß an der Fehlerstelle der Lichtbogenwiderstand  $R$  und die Ersatzimpedanz  $\bar{z}_2$  in Serie geschaltet als Belastungswiderstand angeschlossen sind. Das Problem ist vollständig symmetrisch geworden. Die sich nach dieser Ersatzschaltung nach den normalen Rechenmethoden ergebenden Ströme sind bereits die in den Leitungen fließenden Mitströme.

Damit ist aber das Bild noch nicht erschöpft. Es tritt im Gegenteil eine weitere Zergliederung hinzu, die sich auf das Gegensystem bezieht. Wie schon beim Anschreiben der Gleichung (18) gesagt wurde, bedeutet

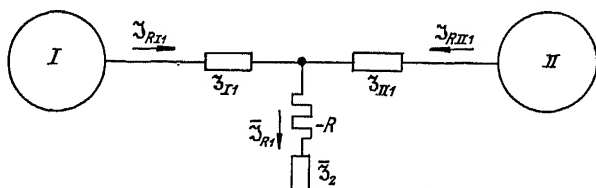


Abb. 5. Ersatzschaltbild für das Mitsystem.

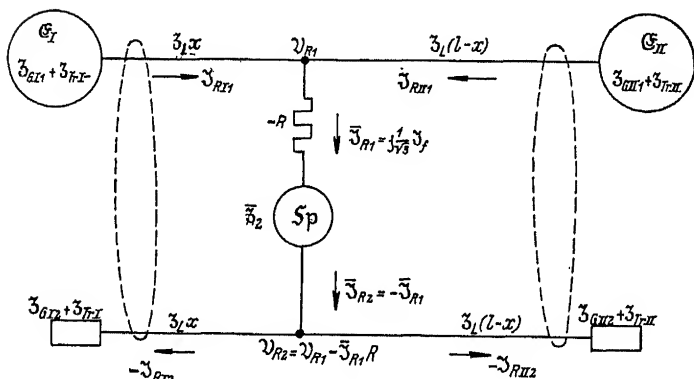


Abb. 6. Symmetrisches Ersatzschaltbild des zweipoligen Kurzschlusses.

$\bar{z}_2$  nichts anderes, als die Ersatzimpedanz für die parallel geschalteten Gegenimpedanzen  $\bar{z}_{I2}$  und  $\bar{z}_{II2}$  vor und hinter der Kurzschlußstelle. Gehen wir nun einen Schritt zurück und ersetzen wir diese Impedanz wieder durch ihre Bausteine  $\bar{z}_{I2}$  und  $\bar{z}_{II2}$ . Wir erhalten dann schließlich das Schaltbild Abb. 6. Das ist aber jetzt schon mehr als ein gewöhnliches Ersatzschaltbild, denn es läßt folgende Deutung zu:

Ersetzt man den zweiphasigen Kurzschluß durch eine vollkommen symmetrische Belastung, indem man am Fehlerort hinter dem Lichtbogenwiderstand die parallel geschalteten Gegenimpedanzen  $\mathfrak{z}_{I2}$  und  $\mathfrak{z}_{II2}$  (oder ihre Ersatzimpedanz  $\bar{\mathfrak{z}}_g$ ) anschließt, so ergibt die normale Durchrechnung des Falles bereits die Mitströme der Anlage. Wie sieht es nun mit den Mitspannungen, Gegenspannungen und Gegenströmen aus? Die Mitspannung an der Fehlerstelle ist  $\mathfrak{R}_{R1}$ , die Gegenspannung  $\mathfrak{R}_{R2}$ .

Ihre Differenz ist nach (11)

$$\mathfrak{B}_{R1} - \mathfrak{B}_{R2} = j \frac{1}{\sqrt{3}} \mathfrak{J}_R R = \mathfrak{J}_{R1} R.$$

Die Gegenspannung ist also gleich der Mitspannung, vermindert um den Spannungsabfall im Lichtbogenwiderstand. Das gilt, wohlgemerkt, nur für die Phase  $R$ . Die anderen Phasen haben zwar auch gleich große Spannungen, doch sind diese wegen des verkehrten Drehsinnes nicht mehr winkelgleich.

Überraschend sind im ersten Moment auch die Stromzusammenhänge. Aus (12) und (13) wurde bereits gefunden, daß die Summe aus Mit- und Gegenströmen Null wird. Kehrt man den Richtungspfeil für das Gegensystem um, so wird also

$$\mathfrak{J}_{RI1} + \mathfrak{J}_{RII1} = \mathfrak{J}_{RI2} + \mathfrak{J}_{RII2} = \bar{\mathfrak{J}}_{R1} = \bar{\mathfrak{J}}_{R2},$$

wenn die Summe der Gegenströme sinngemäß mit  $\bar{\mathfrak{J}}_{R2}$  bezeichnet wird. Es fließt also der Abzweigstrom des Mitsystems unverändert als Gegenstrom weiter und teilt sich in seine zwei Komponenten  $-\mathfrak{J}_{RI2}$  und  $-\mathfrak{J}_{RII2}$ , die in die beiden Anlagenabschnitte wieder zurückfließen. Wieder gilt dies vorerst nur für die Phase  $R$ !

Dem Bild haftet noch ein Mangel an: die Beschränkung auf die Phase  $R$ . Es ist dies aber physikalisch begründet, da ja an der Fehlerstelle ein Gegensystem erzeugt wird. Es befindet sich dort eine Art Unstetigkeitsstelle für das normale Weiterfließen der Mitströme. Hier hilft uns ein Gedankenexperiment über die Schwierigkeit, das für die Behandlung ähnlicher Fragen von außerordentlichem Nutzen ist. Stellen wir uns nämlich vor, es wäre an der Abzweigstelle, hinter dem Lichtbogenwiderstand eine verlustlose Maschine angeschlossen, deren Mitimpedanz  $\bar{\mathfrak{z}}_2$  beträgt. Dann ist für das Mitsystem das Ersatzbild unverändert geblieben. Diese Maschine, es sei etwa ein Umformer, läßt sich aber auch in das Gegensystem und damit in das ganze Kurzschlußproblem derart günstig einführen, daß damit das physikalische Verhalten des ganzen Kurzschlusses ganz eigenartig beleuchtet wird. Gibt man nämlich dem Umformer die Aufgabe, das an seiner Primärseite (Seite des Mitsystems) ankommende System einfach in ein verkehrt laufendes zu verwandeln und dieses auf der Sekundärseite (Seite des Gegensystems) ungeschwächt wieder abzugeben, so ist unser Bild vollständig und dabei einfach und durchsichtig. Die Umsetzung des Mitsystems in das Gegensystem muß demnach dem Vorhergesagten nach so erfolgen, daß die Größen der Phase  $R$  gleichgerichtet bleiben. Es muß also gewissermaßen eine Spiegelung der Phasenvektoren um den Vektor der Phase  $R$  erfolgen, weshalb der Umformer auch den Namen „Spiegler“ erhalten soll.

Überblicken wir nun nochmals den Mechanismus des zweiphasigen Kurzschlusses! Tritt an irgendeiner Stelle ein zweipoliger Kurzschluß auf, so kann die Berechnung der Strom- und Spannungsverteilung derart auf ein vollständiges, symmetrisches Problem zurückgeführt werden, daß man an der Fehlerstelle hinter dem Lichtbogenwiderstand als Vorschaltwiderstand einen Spiegler anschaltet, dessen Ersatzimpedanz für



die Primär-(Mitstrom-)Seite gleich  $\bar{z}_2$  ist. Sekundär speist der Spiegel (als Generator mit der Spannung  $\mathfrak{E}_{R2}$ ) das gleiche Netz, jedoch mit den Gegenimpedanzen gebildet. Die Ströme im Sekundärnetz sind dann bereits die Gegenströme der ganzen Anlage. Um nun die tatsächlich fließenden Gesamtströme zu finden, hat man nur — wie in der Abbildung angedeutet — Mit- und Gegenströme des betreffenden Zweiges zusammenzunehmen und im Sinne der Richtungspeile zu addieren. Der Strom im Fehler wird dann nach (21)

$$\mathfrak{I}_f = -j\sqrt{3}\bar{\mathfrak{I}}_{R1}.$$

#### D. Andeutungen über die Anwendung für verschiedene Kurzschlußfragen

Die außerordentliche Einfachheit, die das Kurzschlußproblem mit der Einführung des Spieglers erhielt, läßt auch die Hoffnung aufkommen, daß nunmehr auch schwierigere Fragen, die bisher einer mathematischen Behandlung trotzen, gelöst werden können.

Hier ist in erster Linie das *Zusammenarbeiten* der beiden Kraftwerke oder die Gefahr des *Außertrittfallens* von Wichtigkeit. Schreibt man die Gleichung (17) in der Form

$$\mathfrak{E}_{RI} = \mathfrak{E}_{RI} \mathfrak{I}_{II} + \mathfrak{E}_{RII} \mathfrak{I}_{II}', \quad (23)$$

wobei

$$\left. \begin{aligned} \mathfrak{I}_{II} &= - \frac{\bar{z}_2 + \bar{z}_{II1} - R}{\bar{z}_{I1}(\bar{z}_2 + \bar{z}_{II1} - R) + \bar{z}_{II1}(\bar{z}_2 - R)} \\ \mathfrak{I}_{II}' &= \frac{\bar{z}_2 - R}{\bar{z}_{I1}(\bar{z}_2 + \bar{z}_{II1} - R) + \bar{z}_{II1}(\bar{z}_2 - R)}, \end{aligned} \right\} \quad (24)$$

so ergibt sich der Mitstrom für jeden Kurzschlußort als Summe aus zwei Strömen, von denen jeder von nur einer der Kraftwerksspannungen abhängt. Setzt man jetzt noch

$$\frac{\mathfrak{E}_{RII}}{\mathfrak{E}_{RI}} = \mathfrak{k} = k e^{j\delta},$$

so können alle gegenseitigen Größen- und Lagenverhältnisse zwischen den beiden Kraftwerksspannungen berücksichtigt werden. Die Beziehung

$$\mathfrak{E}_{RII} = \mathfrak{k} \mathfrak{E}_{RI}$$

ergibt für ein angenommenes  $\mathfrak{E}_{RI}$  für  $\mathfrak{E}_{RII}$  ein einfaches Polardiagramm. Es ist also verhältnismäßig leicht, für verschiedene  $\mathfrak{k}$  die Stromverteilung zu ermitteln und zu den Spannungen in Beziehung zu bringen. Es ergeben sich dabei sofort die Kippgrenzen, bis zu welchen die Maschinen noch Leistung abgeben. Es ist andererseits aber auch möglich, in das Polardiagramm die Spannungskurven einzutragen, wie sie sich bei automatischer Spannungsregelung ergeben, so daß deren Einfluß voll berücksichtigt werden kann.

Für Fragen des *Selektivschutzes* liegt das Hauptgewicht der Untersuchung auf der Abhängigkeit der Strom- und Spannungsverteilung von

der örtlichen Lage des Kurzschlusses. Es ist nun eine ganz einfache Aufgabe, diese Abhängigkeit zu finden. Man braucht nur im besonderen Fall den Spiegler an einigen Zwischenpunkten der Leitung angeschlossen zu denken und kann so für diese Punkte die notwendigen Größen bestimmen und in ein eigenes Diagramm eintragen. Die dann erhaltenen Werte sind der Stetigkeit des Problems halber einfach durch eine Kurve zu verbinden, um die gewünschten Abhängigkeiten zu erhalten. Insbesondere ist damit auch leicht eine Überprüfung der anzuwendenden Schaltung von Richtungsrelais ermöglicht, die vor Fehlschaltungen bewahrt. Es braucht wohl nicht erwähnt zu werden, daß natürlich der Beziehung (23) eine gleiche für  $\mathfrak{S}_{RII}$  entspricht, wenn man wieder die Indizes  $I$  und  $II$  miteinander vertauscht. Ferner ist es bei der Anwendung von Vorteil, für die Bestimmung der Gegenströme von den Gleichungen (10) auszugehen, also vorerst  $\mathfrak{B}_{R_2}$  aus (11) und (9) auszurechnen.

Erwähnt sei ferner, daß sich die beschriebene Methode auch sehr gut zur Behandlung des *Doppelerdschlusses* eignet. Allerdings tritt hier eine Erschwerung insofern ein, als für den Teil zwischen den beiden Erdschlußstellen auch Nullströme und Nullspannungen auftreten. Nach außen hin liegt aber der Charakter eines zweiphasigen Kurzschlusses vor, so daß die Entwicklung eines Ersatzbildes ganz ähnlich der beschriebenen erfolgen kann.

## Résumé

Le calcul du court-circuit entre deux phases est une affaire délicate à cause de l'asymétrie du problème. Si cependant on fait usage de la méthode des composantes symétriques, on trouve facilement un circuit équivalent symétrique, qui donne les mêmes résultats et qui permet d'étudier la réalisation pratique.

Le présent rapport veut avant tout montrer, comment on réussit toujours en cas des défauts asymétriques. C'est que d'autres défauts peuvent également être calculés ainsi, en particulier quand la mise à la terre commune est mentionnée. Si on connaît le mécanisme physique de ce défaut dans un cas, on sera en état d'adapter les dispositifs de protection sélective à ses différentes parties et d'en corriger les imperfections actuelles.

Dans le court-circuit diphasé on a à distinguer deux formes de systèmes symétriques: le système direct et le système inverse. Le calcul du court-circuit diphasé d'après la méthode des composantes symétriques conduit au résultat, qu'on peut considérer le système direct et inverse séparément et qu'on peut remplacer le court-circuit par une charge symétrique de telle manière, qu'on connecte à l'endroit du court-circuit une espèce de convertisseur, dont l'impédance est égale à l'impédance inverse du réseau, à partir de l'endroit du court-circuit. La connection de ce convertisseur fournit déjà la juste distribution des courants directs dans le système. Le convertisseur travaille en conformité aux impédances du réseau non changé. Il permet en outre de transformer la puissance directe fournie, primaire, en une puissance inverse aux bornes secondaires et cela, sans pertes et de manière que les vecteurs (courant et tension) sont symétriques par rapport au vecteur de la phase intacte. La distribution de courant dans le réseau secondaire ainsi envisagée donne déjà les courants inverses circulant entre deux phases, en cas de court-circuit. Pour trouver maintenant les courants totaux réels il suffit d'ad-

ditionner les courants directs et inverses, de faire coïncider de nouveau les systèmes directs et inverses du circuit équivalent. Si le court-circuit se fait par un arc, la résistance de l'arc est à ajouter comme résistance additionnelle dans les trois phases du côté primaire du convertisseur.

L'auteur propose de nommer ce convertisseur idéal le «convertisseur réfléchant».

La méthode ainsi détaillée permet aussi de déterminer les conditions de stabilité pour les deux stations couplées tout en tenant compte des caractéristiques des machines et régulateurs et les masses mobiles.

United States of America

## Economic Aspects of the Alternating-Current Low-Voltage Automatic Network System

National Electric Manufacturers Association

*H. Richter*

The spread of the a-c. low-voltage automatic network for underground systems in the western hemisphere during the past five years has been remarkable in light and power distribution practice. Starting

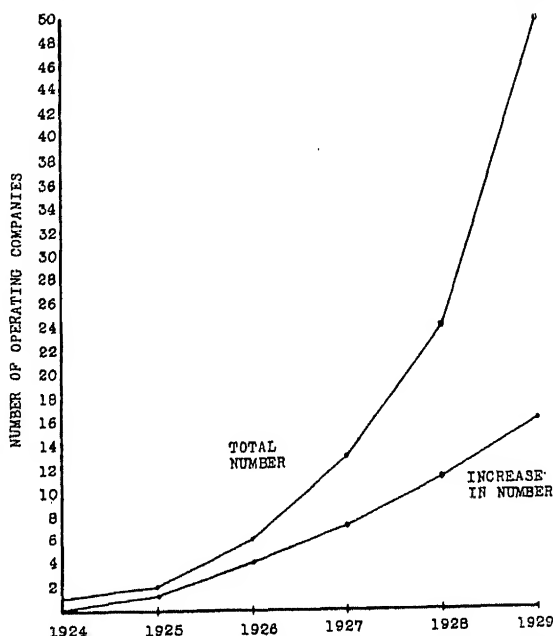


Fig. 1. Annual Increase in Number of Companies Operating the A-C. Automatic Network System.

with the United Electric Light and Power Co. in New York City in 1922<sup>1</sup>, the number of companies that have adopted it now totals 50. In eight additional cities a decision has been made to install it, and it is being considered for 15 more.

<sup>1</sup> Bibliography Reference 1.

The increase has been strikingly steady, as is evident from Fig. 1, and this system bids fair to become standard for underground distribution in North and South America. In the light of the importance that distribution has taken on recently, indicated by its proportion of construction expenditures in Fig. 2, the a-c. automatic network system has commanded the attention of both the engineers and the executives. The system not only has advantages in improved service, voltage and safety, in better public relations and more simplicity, and in reduction of congestion, but also carries with it savings in investment and total annual charges when applied to cities of about 50 000 population and up.

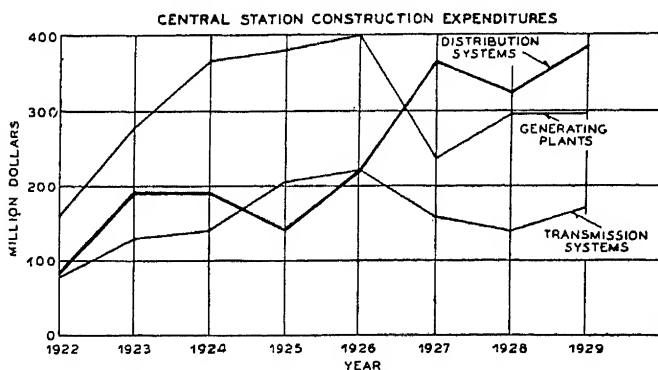


Fig. 2. Division of Electric Service Company Construction Expenditures in the U.S. During Recent Years.

### Description of a-c. Automatic Network System

Practically all of the methods of a-c. distribution now in use, except the low-voltage network with automatic protection, were in vogue in 1912. At that time the trial of a makeshift protective device brought forth the conception of the principle of the automatic network protector scheme. After ten years of work on the protector and system problems a start was made with a small number of Palmer Electric and Mfg. Co. network protectors. The manufacture of protectors was then transferred to the Westinghouse Electric and Mfg. Co. and all new protectors installed during the next two years, in a total of five cities, were of the type shown in Fig. 3.

The general scheme of the automatic a-c. network system is illustrated in Fig. 4. In the preferred arrangement the mesh of secondary mains is formed by splicing all cables together at intersections and tapping off services wherever convenient. Transformer banks, supplied by two or more radial type feeders, are connected to the secondary network at street intersections and bulk loads. No protective device is employed in the primary connections to the transformers or in the feeders, but an automatic network protector is inserted in the low voltage connection to the mesh.

The protector is a circuit breaker that trips on reverse power into the transformers and closes automatically when conditions are correct for the transformer bank to feed current into the network. When a fault occurs on a feeder or in a transformer it is instantly removed

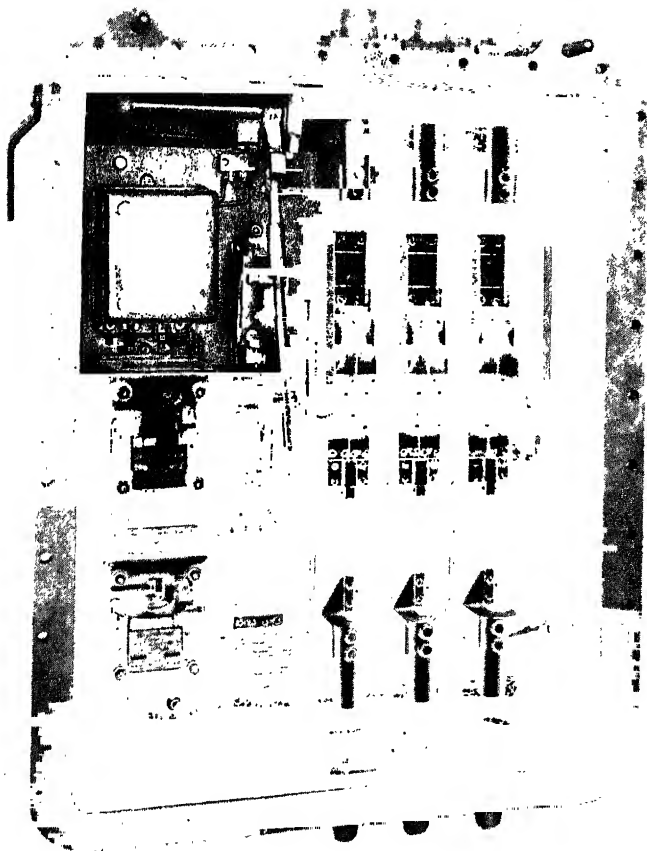


Fig. 3. Type CM Automatic Network Protector, 500 A, 250 V, Three-Phase, Solenoid Operated, Undervoltage Trip.

from the system by tripping of all protectors associated with that feeder and of the feeder oil circuit breaker at the station. The other feeders are undisturbed and continue to supply all consumers without interruption. The immediate and positive isolation of feeder and transformer trouble by the protectors, under control of selective relays,

relieves the rest of the network system of strain in a manner impossible when the protection is dependent on fuses.

In the usual form the automatic network is designed to ensure that every fault on the low-voltage mesh shall burn itself clear without undesirable disturbances. All phase conductors of each set of secondary mains are pulled into the same duct (or laid together, in the case of buried cable) and the cable size is limited to a maximum of 500,000 cir.

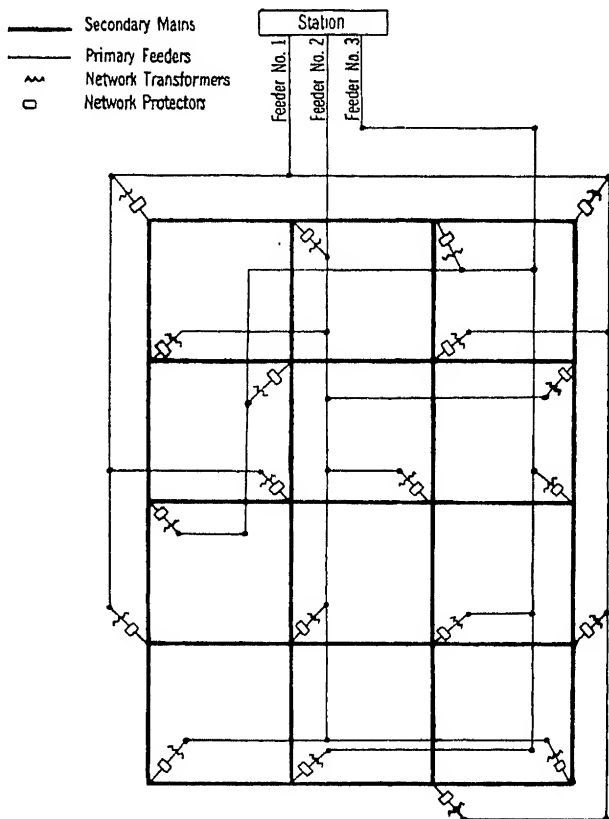


Fig. 4. Diagram of Typical Small Automatic A-C. Network System With Three Interlaced Radial Type Feeders.

mils with voltages under 250. Most of the secondary faults are localized at one spot and service continues to all the customers connected to the main on both sides of the fault. The method of burning clear low-voltage short circuits has been in existence many years on the latest type d-c. systems under the most drastic service conditions.

The present state of the art requires that high capacity fuses be introduced at each end of each length of main if the voltage exceeds 250. On a fault in a main the fuses at the junction points of the cable with

the rest of the mesh blow, but the fuses in the branch cables at these points remain intact due to their large size and the division of the short circuit current among them. The rating of these fuses can be based entirely on the requirements in clearing secondary faults because the network protectors provide the protection for feeder and transformer trouble. Herein lies freedom from wholesale blowing of fuses when they cannot be dispensed with.

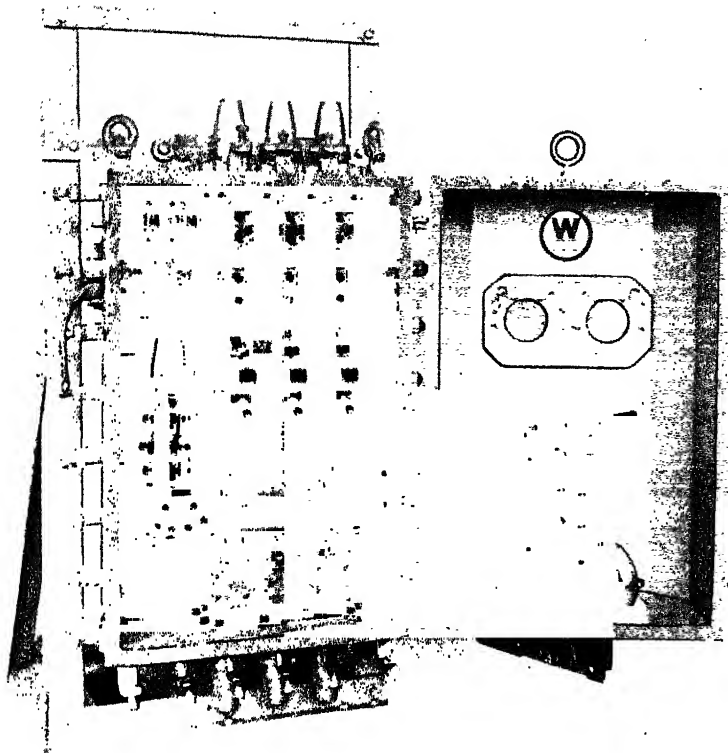


Fig. 5. Type CM—2 Automatic Network Protector, 1200 A, 250 V, Three-Phase, Motor Operated, Shunt Trip, Subway Type. Control Panel Swung Open.

It may be noted in passing that none of the companies that have operated the bussed transformer network system, wherein protective fuses were inserted in the transformer low voltage connections to the secondary mesh, have been contented with it. Whether the network was confined to single feeders or supplied by several feeders in parallel, operation was handicapped by unexpected blowing of fuses or failure to blow. The former was mainly due to the fact that, in order to have the fuses small enough to clear a fault without undue delay that might involve other fuses they were not large enough to prevent melting on



overload. The result was burnout of transformers, accompanied by low voltage, and sometimes shut-down of the network by successive blowing of fuses as overloads were thrown on them. The older the cables and apparatus the more frequent were such difficulties. Several companies reverted to the radial type secondary system. In one city,

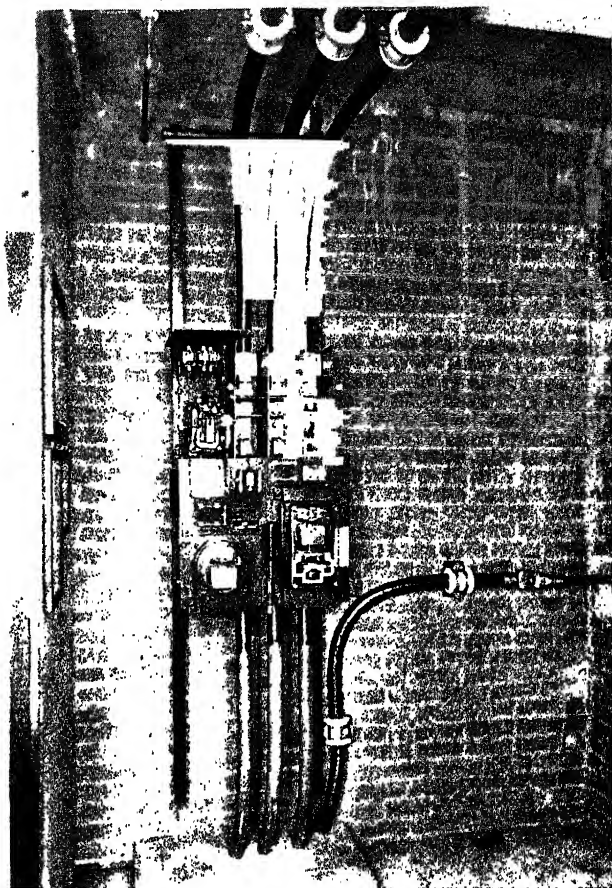


Fig. 6. Installation of 1600 A Open Type CM—2 Automatic Network Protector in a Building Vault.

after three complete outages due to the fuses, automatic network protectors were applied and all protective fuses were eliminated. Entirely satisfactory operation resulted.

The protectors introduce two additional advantages of importance. They are designed to trip even when the transformers associated with them are excited from the secondary network, as when a feeder oil circuit breaker at the station is opened. This provides the cheapest,

simplest and quickest means of automatically disconnecting a feeder from the rest of the system. The feeder can thus be de-energized when work is to be done on it, with resulting safety to workmen but no disturbance to consumers. By disconnecting some of the feeders during light load the voltage regulation can be improved; also, the iron loss of some transformers may thus be saved but at high load factor this may be offset by increased copper loss in the remainder of the system.

The automatic reclosing feature of the protector allows quick restoration of full transformer capacity feeding the secondary network after

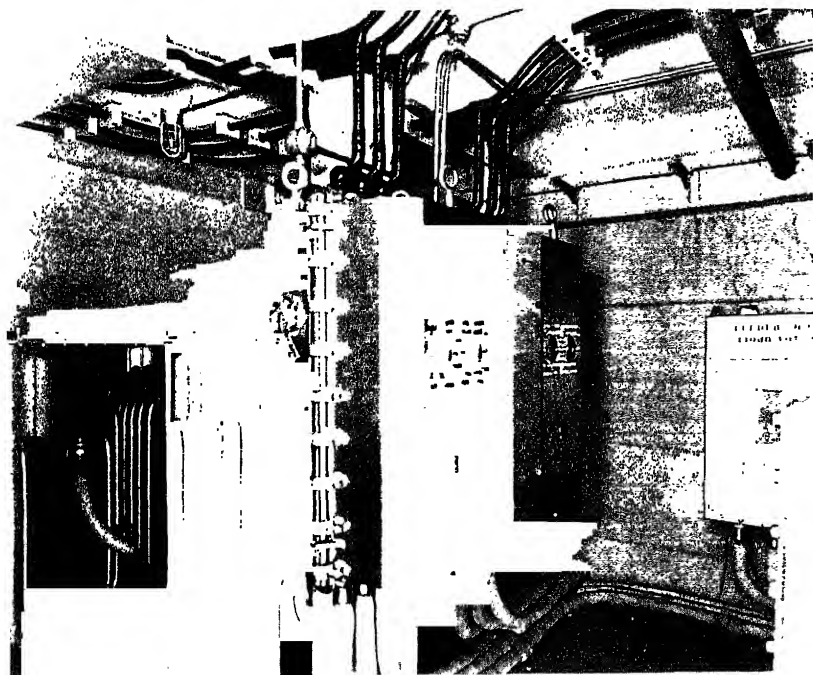


Fig. 7. Installation of 1200 A Subway Type CM—2 Automatic Network Protectors and 100 kVA. Single-Phase Subway Type Network Transformers in a Manhole.

closing the feeder station breaker. It eliminates the expense and delay of entering numerous manholes or building vaults were manual reclosing protectors or fuses in the transformer low-voltage connections employed for protection.

The latest type automatic network protector, of which there are several thousand in operation, is shown in Fig. 5. It comprises a motor-operated air circuit breaker, shunt trip at 15 V or higher, and controlled by a master and a phasing relay, both of induction type, mounted on the control panel as seen in the installation of Fig. 6. Saturating current transformers near the bottom supply the relay current coils and zinc fuses of high rating at the top (going to the network) act as a

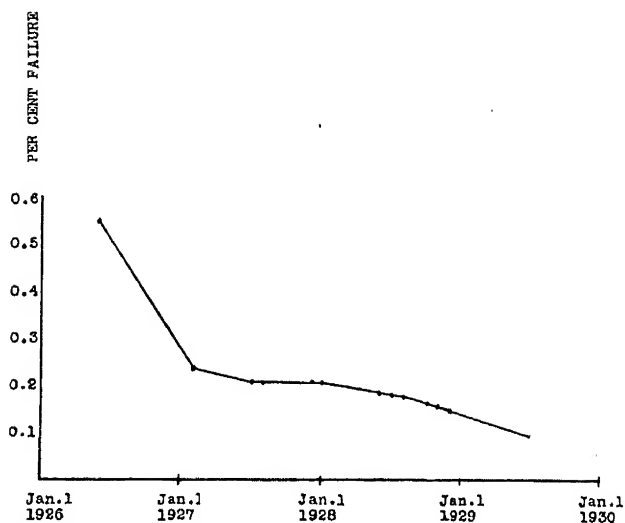


Fig. 8. Failures of Automatic Network Protectors to Open or Close on Inspection, Test and in Service.

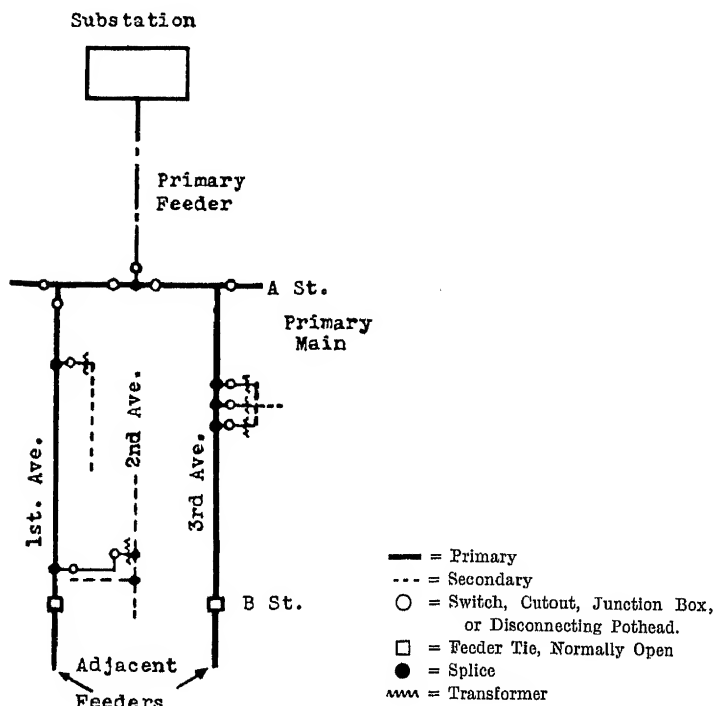


Fig. 9. Diagram of Part of Typical Radial Type Distribution System.

second line of defence should a protector be unable to trip under short circuit conditions. These backup fuses are large enough to prevent undesirable blowing under other circumstances. The subway type protector is shown mounted at the middle of a manhole in Fig. 7.

Although the network protectors are frequently in normally wet and dirty manholes where accessibility is a minimum, they are simple,

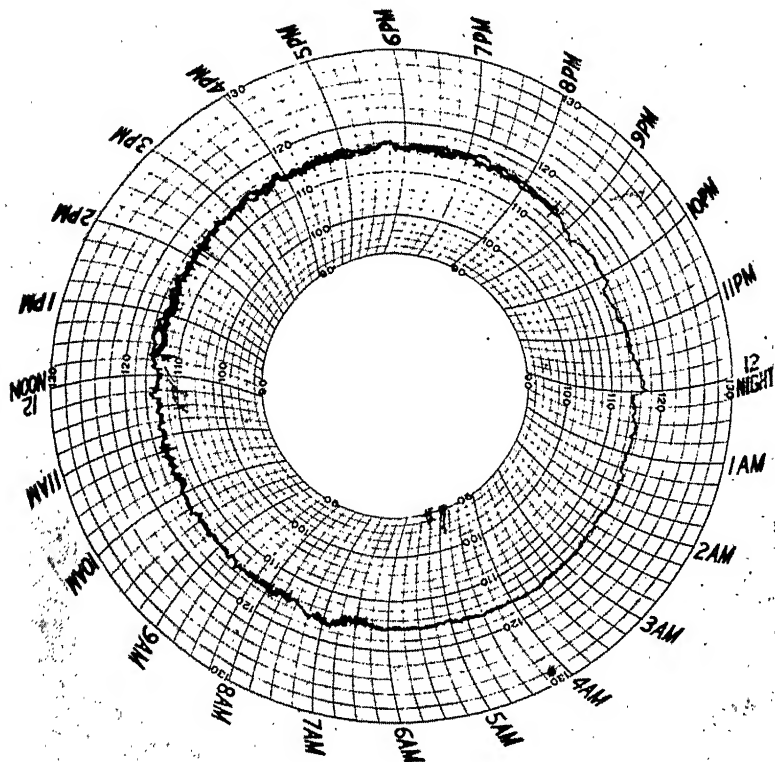


Fig. 10A. Chart 1 — Voltage at Service on Underground A-C. Radial Secondary System. Regulation  $\pm 2\%$ .

rugged and watertight enough to warrant placing full dependence on them with a reasonable amount of maintenance. In one system using both the old and new type equipment, failures of protectors to open or close on inspection, test and in service total only about  $\frac{1}{10}$  of 1%. Of this percentage the control relays account for only 5%, or approximately  $\frac{5}{1000}$  of 1% of the total. Fig. 8 indicates that the total percentage on this system is constantly decreasing. Similar evidence comes from other systems. This record for the protector as a whole is extraordinary



in Fig. 10 give an example of this. Advantage can be taken of the stiffening of the system to connect motors even up to 350 h.p. each to the lighting mains and also consolidating the separate light and power transformer banks into combined banks. There result economies in secondary copper and ducts, in transformer cost and efficiency, and in reduced manhole size. A further advantage, from the service standpoint, is that delays are avoided in extending power mains to consumers' premises where there are already lighting mains available.

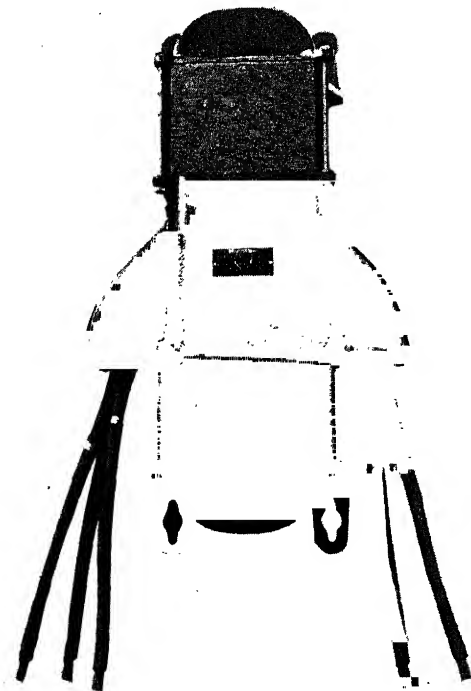


Fig. 11. Dry Type Autotransformer, Three-Phase, 199 to 220 or 208 to 230 V.

All experience thus far attests to the successful operation of the combined light and power network system with negligible inconvenience to consumers and counter expense on the part of the operating companies in adapting it to existing utilization devices. Fig. 11 is a compact autotransformer such as employed for boosting the voltage from 199 to 220 V in the very few installations that need such assistance.

By incorporating the combined light and power scheme in the network system the total cost is reduced to the point where the network can compete economically with the standard radial type system. In one city a saving in investment of \$ 9 per kW of system demand, or

14%, is indicated for avoiding the segregation of light and power on separate mains in a network system. In another city the architect of a medium size building (two stories totaling 175 000 sq.ft. and basement, with 250 kW connected load) showed a saving of 20 % in the total cost of the wiring by making it three-phase four-wire.

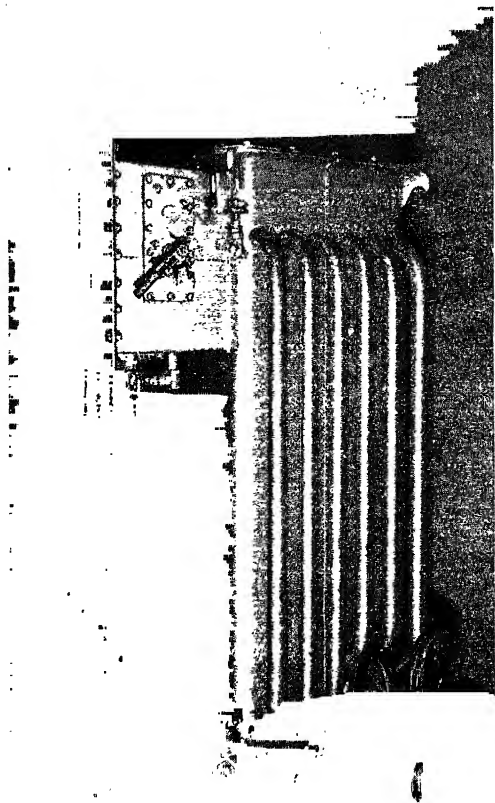


Fig. 12. Manhole Installation of 300 kVA, 14500—217 V, Three-Phase, Network Transformer.

### Use of Generator Voltages for Network Feeders

Feeder voltages in the radial type system have been limited by the unreliability and expense of transformer protective and feeder sectionalizing devices at higher voltages, by the possibility of more frequent outages to consumers when operating higher voltage cables and equipment, and the added danger when the feeders must be worked on alive

to avoid shut down of the service. As regards the network system depending on secondary fuse protection, there is also the havoc that may be played with these fuses because, at higher feeder voltage, the margin between the limits at which each fuse must blow and must not



Fig. 13. Internal Construction of 300 kVA, 13800—208 V, Subway Type, Three-Phase, Network Transformer.

blow is reduced to so small a value that reliable operation cannot be obtained. Furthermore there being more transformer banks to each feeder at higher feeder potentials, a feeder fault would cause the blowing of too many secondary protective fuses to be consistent with economy



in the work of replacing them and with reliability of service should the fault occur during the peak of the year.

In the automatic network system the absence of the protective and sectionalizing devices; the freedom to deenergize the feeder at any time for work on it, without disturbing consumers; the speed of isolating the feeder in case of trouble and of reconnecting all its capacity to the network after the fault has been cleared,—all these factors combine to make limitation of the feeder voltage a thing of the past when the automatic network system is adopted.

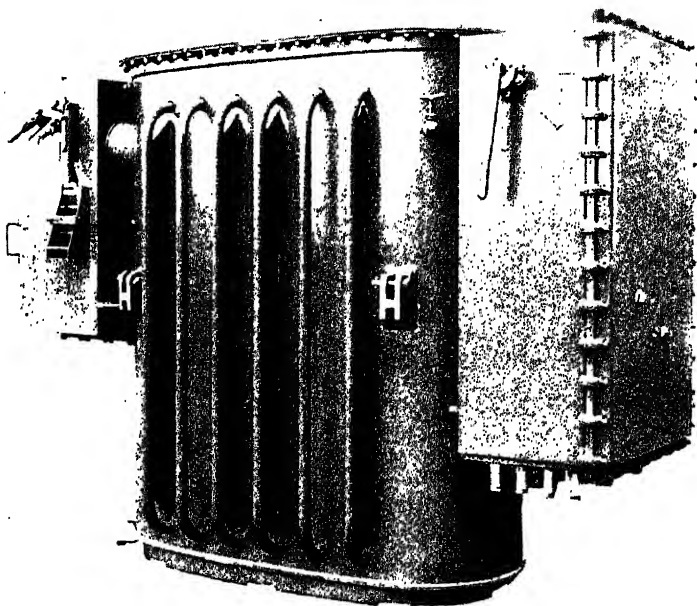


Fig. 14. 500 kVA, 26400—216 V, Subway Type, Three-Phase, Network Transformer With Automatic Network Protector at Low Voltage End.

Thus, generator voltages of 11000, 13200, and even 27000 V are frequently employed for underground network feeders. This does away with the substation step-down apparatus and often even with the entire substation, reduces the number of feeder cables and ducts, improves the reliability of service and the voltage regulation, and simplifies the entire system. Where the network is started using existing lower voltage feeders, such as 4000 or 6000 V, new loads usually are taken on the higher voltage feeders, tying the new distribution transformers to the same network as was first fed only by the lower voltage banks.

As will be noted further in the paper, small savings are shown even for automatic networks with 4000 to 6000 V radial type feeders, but when the feeders are at the high voltage the economies rival those of

any major improvement in electric service company practice within recent years.

A three-phase network transformer typical of those connected to high voltage feeders is shown in the manhole installation of Fig. 12. To the fore is seen the 15000 V cable entering the high-voltage terminal

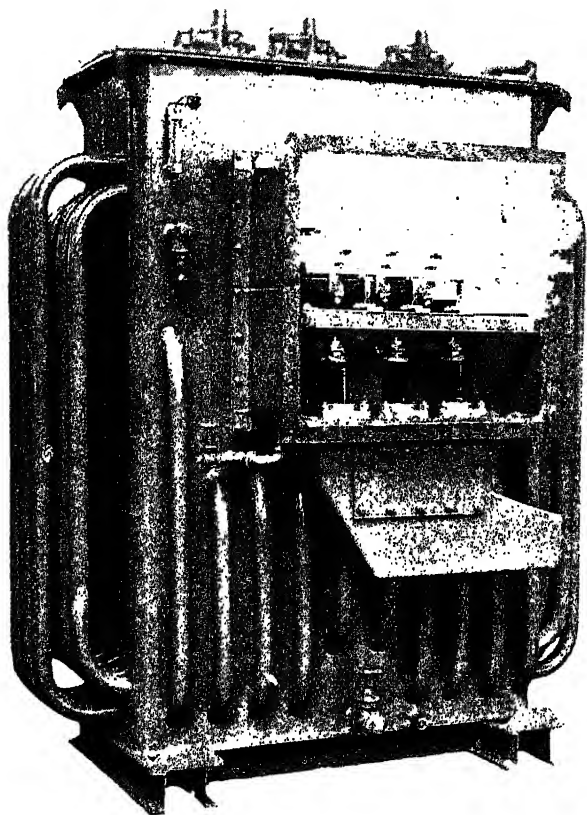


Fig. 15. 300 kVA, 11 500—208 V, Subway Type Three-Phase Network Transformer With Triple-Pole Grounding and Disconnecting Switch in High Voltage Terminal Chamber.

chamber. Fig. 13 depicts the wire-wound coil construction of a high voltage network transformer, and also the tap changer, operated by a handle on the outside, whereby the network voltage may be modified independently of other loads on the same generator station bus. One of the largest network transformers in existence is that in Fig. 14. The high voltage terminal chamber is at the far end and a 2000 A automatic network protector is in the housing attached to the tank at the near end.

In Fig. 15 a triple-pole three-position switch is in the oil filled high-voltage terminal chamber. When the switch, operated by a special lever as seen in Fig. 12, is thrown to the "ground" position the feeder is grounded to prevent injury to men working on a deenergized feeder in case somebody accidentally energizes it, as by closing a remote network protector associated with that feeder. In the "transformer" position the feeder is connected to the transformer. The "open" position, to disconnect the transformer from the feeder while deenergized, is of

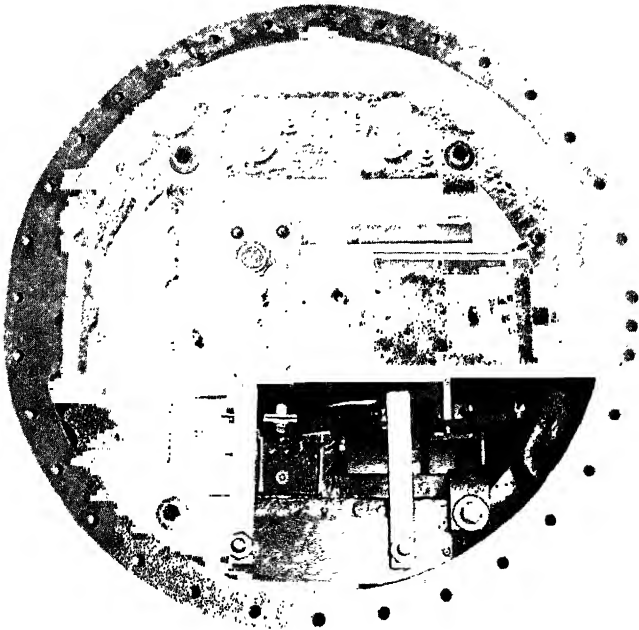


Fig. 16. 50 kVA, 13200—240 V, Subway Type, Single-Phase, Network Transformer. Tap Changer Handle and Grounding Switch in Tank.

value when starting network operation with but two or three feeders, as it eliminates the necessity of taking out of service all the capacity connected to a feeder when only one transformer needs to be disconnected. Further, it saves time in maintenance and repair work, and can also be used if a kenotron test is to be put on the feeder cable without building the transformers to stand the test.

When only the grounding feature is desired the two-position switch is frequently located inside the transformer tank, as shown towards the right in Fig. 16.

The improved service voltage derived with the higher potential feeders may in some cities permit the omission of voltage regulating

apparatus if the supply voltage can be varied throughout the day. The next possibility is to confine the regulating equipment to a synchronous condenser or a transformer tap changer under load, or to a network bus regulator as shown in Fig. 17. Experience in numerous cities shows, however, that elimination of induction regulators for the individual

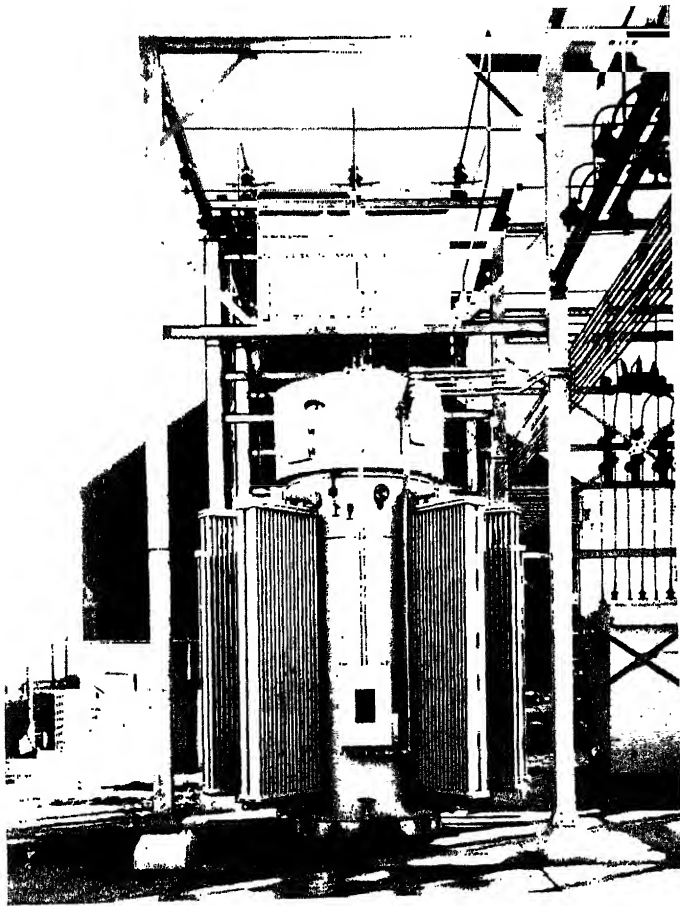


Fig. 17. Self-Cooled Outdoor Network Bus Regulator, 1500 kVA, 13 200 V, Three-Phase, 10% Boost or Buck.

network feeders should not be taken for granted but that each case requires careful examination. Counting individual feeder regulators as a final choice, the prevalence of these four methods where the network feeders are at generator voltage is about in the ratio 40 : 2 : 2 : 56.

Operation of the a-c. automatic network system over the past eight years has demonstrated that it gives practically perfect continuity of service as regards trouble in the distribution system. Loads that are

among the most important and exacting, such as in New York City, depend entirely on this system. In fact, it is being installed in skyscrapers of that city in the place of direct current with storage battery. The general principle embodied in it has even been applied to the major supply system in the form of "operation synchronized at the load", whereby further economies are obtained and a possibility of perfect continuity of service opened up.

### Economic Advantages of a-c. Automatic Network System shown by Studies

During the years before the advent of the a-c. network with automatic network protectors it was universally recognized that underground distribution by a-c. would be cheaper than by d-c. But even when full confidence in the reliability of this a-c. network system was established there was still the question as to whether the difference in cost would exceed the heavy expense involved in changing from direct-current service to alternating-current.

That the a-c. automatic network is justified over the d-c. network system is proven by the comparative economic studies in several cities, summarized for four of them as follows:

Table I. Savings due to a-c. Automatic Network System compared with d-c. Network

Study Number	Gain as regards Investment		Gain as regards Total Annual Charges %	In Comparison with
	Total	%		
1	\$ 1016000	74	128	D. C., No Storage Battery
2	\$ 1086000	53	91	D. C., No Storage Battery
	\$ 1380000	67	104	D. C., With Storage Battery
3	\$ 1500000	130	200	D. C., With Storage Battery
4 <sup>2</sup>	\$ 5000000	53	—	D. C., No Storage Battery
	—	142	—	D. C., No Storage Battery

In this tabulation the d-c. network is more expensive by at least 50% in investment and an average in excess of 100% in total annual charges.

The percentages are based on the a-c. network system costs and the load densities vary from 5000 to 45000 kW/sq.mile. The periods covered by these studies vary from 10 to 23 years in the future, but in each city the loads and densities predicted were carefully checked from past experience and by the judgment of several authorities.

In such cities the interest of the electric service company executives is supplemented by that of building owners. This is not only because of the cheaper wiring with the combined light and power secondary system, previously mentioned, but also the marked saving in secondary copper of large buildings wherein the vertical a-c. automatic network system may be installed. In one instance the gain to the owner was \$75000 on the total wiring installation.

<sup>2</sup> Figures on line marked 2 are on total investment, all others on new investment.

Now consider the numerous cities, many of smaller size, where the underground district was served entirely by a-c. in its various forms before the change to the automatic network system. The salient advantages of the network,—certainty of obtaining a continuity of service comparable with that of direct current, improved voltage regulation, greater safety and simplicity,—made the adoption of the new system attractive, but in most cases an economic advantage had to be demonstrated as well. Table II, applying to load densities varying from 10000 to 90000 kW/sq.mile shows the results in six cities even when the comparison was made with the cheapest form of a-c. system, the radial type.

Table II. Savings due to a-c. Automatic Network System compared with a-c. Radial Type System

Study Number	Gain as regards Investment		Gain as regards Total Annual Charges %	Network Feeder Voltage	In Comparison with
	Total	%			
5	\$ 207300	12	5	4 kV Class	Radial System, 4 kV Feeders
6	\$ 260000	15	—	4 kV Class	Radial System, 4 kV Feeders
7	\$ 573000	32	46	13 kV Class	Radial System, 4 kV Feeders
8	\$ 811000	59	67	13 kV Class	Radial System, 4 kV Feeders
9	\$ 1670000	80	—	13 kV Class	Radial System, 4 kV Feeders
10	\$ 590000	40	—	22 kV Class	Radial System, 4 kV Feeders
11 <sup>3</sup>	\$ 10600000	12	33	22 kV Class	Radial System, 4 kV Feeders
		45	—	22 kV Class	Radial System, 4 kV Feeders
12	\$ 1926000	108	95	13 kV Class	Radial System, 13 kV Feeders

It is seen that the differences in favor of the automatic network are important not only when the network is fed by 13 and 22 kV class feeders but also at 4 kV.

The unit investment costs of the various types of systems in Tables I and II, in terms of dollars per kW of underground system peak, are plotted against load density in Fig. 18. This shows plainly the order in which the different systems come economically. That there is such close agreement between the studies is surprising when it is remembered that not only are the conditions in the several cities so diverse but the methods of attack in making the studies also do not agree in detail. Of course, it is not to be expected that all studies will coincide so well but it is striking that so many have.

In some cities it has been thought that the a-c. automatic network system cannot be applicable because conditions therein are different

<sup>3</sup> Figures on line marked 3 are on total investment, all others on new investment.

from those in the other cities where it has been installed. It would seem that this viewpoint is no longer tenable. It might even be deduced that distribution systems, like people, have many points in common even though they differ in many others.

If there enter any misgiving that these studies are but calculations which are never proved there is ample evidence that after several years of operation no changes in practice or conditions have arisen to appreciably increase the cost of the a-c. automatic network system.

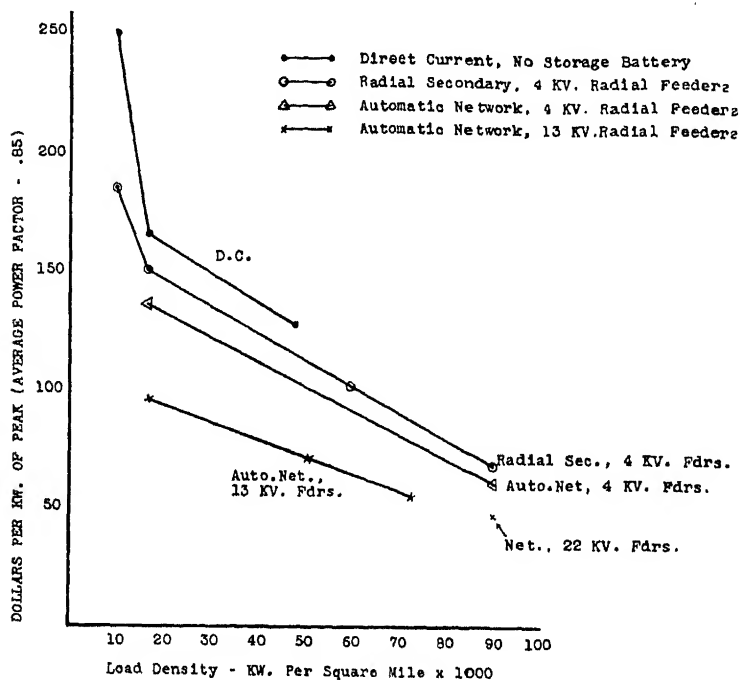


Fig. 18. Unit Investment For Various Types of Underground Distribution Systems.

Consider the first comprehensive economic study<sup>3</sup> comparing the a-c. automatic network with the d-c. network system without storage battery, made in 1924. It derived an efficiency of 94.8% for the former and 79.7% for the latter, a difference of 15.1%, as of 1934. A recent survey in the same city, by totalizing the watt-hour meter readings at the station and at the consumers' meters for one year, showed the efficiencies to be 96.3 and 74% respectively. The difference is thus actually 22.3% against the d-c. system. Improvements in network protector design and network transformer installations constantly tend to decrease the a-c. network system cost.

<sup>3</sup> Bibliography Reference No. 2.

## Future economies

The advantages of the a-c. automatic network inherent to the distribution system have been treated thus far. This network system also lends itself to improvements in the major source of supply. It presents the most favorable conditions for the operation of generators synchronized at the load<sup>4</sup>, that is, normally tied together only through the distribution system.

This new method reduces the capacity required in station oil circuit breakers and removes the need of bus tie reactors, by limiting the magnitude of system short circuit currents, and permits greater flexibility in operating. Its promise of perfect continuity of service, indicated by the experience with it thus far, has already been mentioned. Further, it presents a means of making greater use of diversity between loads on feeders than ever before, as the network feeders from several generating stations may be interleaved and pick up load as they pass through the different sections of the city.

## Conclusion

Eight years of experience and the extended use of the alternating-current low-voltage automatic network system in numerous cities have definitely proven all the advantages originally claimed for it.

These advantages are:

Improved continuity of service.

Lower investment and total annual charges, the economy being furthered by operating network feeders at generator voltage.

Better voltage regulation.

Improved public relations.

Safer operation.

Simpler System.

Easier adjustment of the system to growth of load.

Avoidance of substation and underground cable congestion in business district.

Facilitates further improvements in electric service company practice, such as in the major source of supply.

It can be started with existing underground systems of other types without scrapping the transformers and cables in those systems, and can be applied to small loads and bulk loads alike.

The economies that it makes possible warrant the attention of executives and engineers in every city of 50,000 population or more wherein it has not already been installed, to determine which of its advantages may combine to make it superior to the existing system.

## Appendix

### Details of a-c. Automatic Network Systems

The latest a-c. automatic network practice permits certain economies in design and operation, such as with transformers, manholes, feeders,

<sup>4</sup> Bibliography Reference 11.



regulation, substation equipment, etc., that are not only not practicable in other types of systems but are even considerably ahead of the original automatic network art. In view of the fact that former practice is so well known, a full knowledge of the latest methods used with the a-c. automatic network system is necessary before making an economic comparison, to ensure that the new system shall not start with a handicap.

A few examples of recent developments will illustrate how details of design and operation affect the economies derived from this system.



Fig. 19. Handling Large Three-Phase Subway Type Network Transformer With Motorized Crane.

### Network Transformers

The original a-c. automatic networks used single-phase transformers exclusively. As the systems were designed so that an entire feeder could be deenergized without affecting the service in any way, the reason for single-phase operation of feeders disappeared. Three-phase network transformers then came into use. There resulted the following advantages:

- Lower cost of transformers for banks of about 300 kVA and more.
- Manholes smaller.

- Lower total losses in most instances.

A single triple-pole three-position switch in the high-voltage terminal chamber of a three-phase transformer is cheaper and simpler than three double-pole three-position switches, or a triple-pole three-position wall switch, with single-phase transformers.

Fewer bushings and cable connections.

Less maintenance.

Manhole arrangement simpler than where there is need to pass one transformer by the others to install or remove.

Only one unit to handle in stocking and installation, instead of three.

One criticism that was at first levied against employing three-phase network transformers in 300 and 450 kVA sizes was the extra cost in

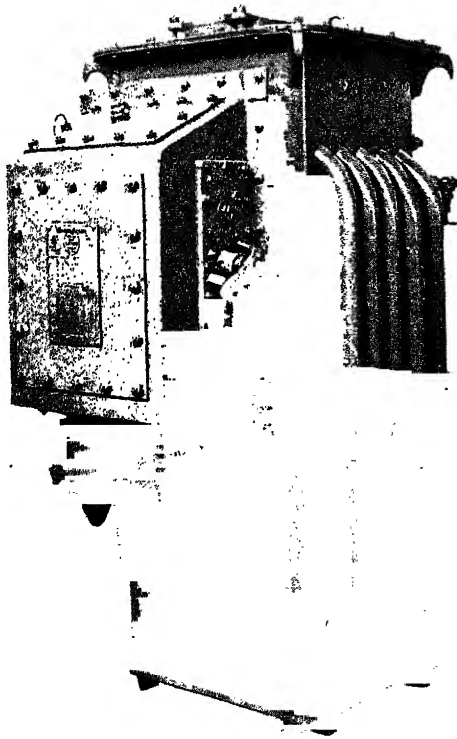


Fig. 20. 100 kVA, 12000—120 V, Subway Type Single-Phase Network Transformer With Double-Pole Grounding and Disconnecting Switch in High Voltage Terminal Chamber.

handling such large units as compared with 100 and 150 kVA single-phase transformers. There was also the question of obstruction to traffic due to more difficulty during installation. Fig. 19 demonstrates one way in which these objections have been eliminated. The transformer is one of the highest capacity encountered and the truck is used for various other purposes.

Frequently it is decided to put network transformers in existing manholes and sometimes the manhole opening is not large enough to

pass a high-voltage single-phase transformer with double-pole three-position switch in the high-voltage terminal chamber, such as shown in Fig. 20. Recourse may then be had to the wall-mounted switch near the center of Fig. 21. In combination with transformers having standard terminal chambers, as in that view, this may even save about 3% over the cost of three transformers, complete, as in Fig. 20. This takes into account installation.

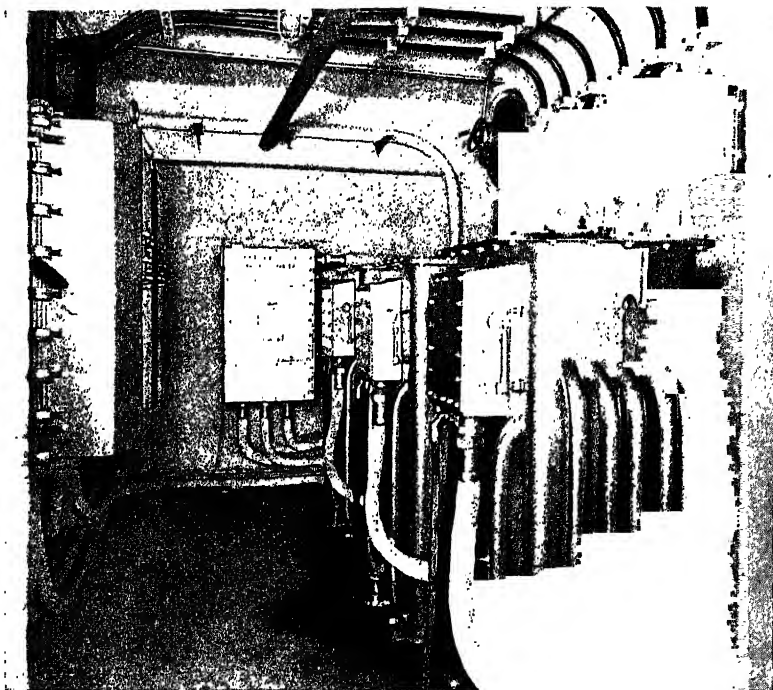


Fig. 21. Installation of Wall-Mounted Triple-Pole Grounding and Disconnecting Switch in Manhole With Single-Phase Network Transformers, and Three-Phase Automatic Network Protectors.

### Manhole Practice

In making the ties between network transformers and protectors, and between the latter and the street mesh, one cable per phase gives the simplest arrangement. 300 and 450 kVA banks require 1 000 000 and 1 500 000 cir.mil cables, however, and in the average network under 250 V faults on these sometimes do not burn clear. Eight companies have recently adopted non-lead-sheath cable for such ties even where the manholes become flooded. The separation between phases and the absence of the metal sheath tends to confine the fault to one spot. Experience has proved the method to be entirely satisfactory.

Of course, success with this construction depends on having the cable entrances to the transformers and protectors absolutely watertight.

This can be assured by bringing out a copper stud through a porcelain bushing and using the novel method of soldering metal to porcelain, developed for the mercury arc rectifier. These joints are tested at 80 lbs./sq.inch pressure. An example of the application to the network side of subway type protectors is seen in Fig. 7. The cost is somewhat less than where large lead-covered cables or several smaller size cables, properly fireproofed, are employed.

### Secondary Mains

Out of the considerable discussion recently on the feasibility of burning clear 500 000 cir.mil cables at 250 V there arises the conclusion that where the load concentration warrants mains as large as these and the network system has been properly designed and operated no trouble has been encountered tending to discourage the dependence on burning clear this size. It is largely a matter of having sufficient transformer capacity available but this can be checked by a calculating board study. The choice of two sets of secondary mains, each 250 000 cir. mils, in two ducts appears to involve an increase of about 3 to 4% in new investment, as compared with one set of 500 000 cir.mil mains in one duct.

### Zusammenfassung

Das automatische Wechselstrom-Verteilungsnetz für Niederspannung hat in ungefähr 50 Städten von Nord- und Süd-Amerika Anwendung gefunden, und wird allem Anschein nach das normale Verteilungssystem für Kabelnetze in Städten der westlichen Halbkugel werden. Die am meisten verbreitete Ausführung besteht aus einem umfassend vermeschten, kombinierten Licht- und Kraftnetz mit Sekundärkabeln, gespeist von einer Anzahl strahlenförmig angeordneter Speiseleitungen, welche unmittelbar mit den Verteilungs-Transformatoren verbunden sind. Jede Gruppe von drei Einphasen-Transformatoren ist über eine automatische Netzsicherungsvorrichtung mit dem Niederspannungsnetz verbunden. Es sind jedoch keine primären Sicherungs- und Trennschaltvorrichtungen in den Speiseleitungen vorgesehen. Die Speiseleitungen arbeiten oft mit Generatorenspannungen, welche bis 27 000 V betragen können.

Für die Beurteilung der Betriebssicherheit des Systems, mit Rücksicht auf Störungen im Verteilungsnetz, ist es entscheidend, daß die während den letzten 7 Jahren gesammelten Betriebsergebnisse auf einen, praktisch gesprochen, gänzlich ununterbrochenen Betrieb hindeuten. Das System muß somit, sogar für die größten Städte, als gleichwertig mit dem Gleichstrom-Verteilungsnetz angesehen werden. Die bedeutenden wirtschaftlichen Vorteile gegenüber dem Gleichstromsystem sind der Grund, warum Verwaltungen von Stromverteilungssystemen und auch Eigentümer von großen Gebäuden anfangen, das automatische Wechselstrom-Verteilungsnetz zu bevorzugen.

Die Hochwertigkeit des Systems, im Vergleich mit anderen Wechselstrom-Verteilungsanordnungen, bzw. Betriebssicherheit, Spannungsschwankungen, Einfachheit und Gefahrlosigkeit, machen seine Anwendung sehr wünschenswert für zahlreiche kleinere Städte; jedoch wird es in den meisten Fällen notwendig sein, den wirtschaftlichen Vorteil nachzuprüfen und zu beweisen. Vergleichsrechnungen, welche zu diesem Zwecke gemacht werden, werden öfters eine Ersparnis von ungefähr 10% zeigen, und der Vorteil wird noch erheblich größer werden, wenn durch

Wahl von höheren Speisespannungen die Anwendung von Transformatoren-Unterwerken überflüssig gemacht wird.

Weitere wirtschaftliche Vorteile und eine Annäherung zu vollkommener Betriebssicherheit können erreicht werden, wenn die Generatoren in Synchronismus durch das Verteilungsnetz zusammengehalten sind.

Eine Besprechung, welche zeigt, wie die Wirtschaftlichkeit von Verteilungsnetzen durch Einzelheiten im Entwurf und im Betrieb beeinflusst wird, ist in einem Anhang enthalten.

### Bibliography Alternating-Current Low-Voltage Automatic Network System

1. Underground Alternating-Current Network Distribution for Central Station Systems. By *A. H. Kehoe*, A. I. E. E. Transactions, Vol. 43, p. 844.
2. A Study of Underground Distribution Systems for the City of New Orleans. By *W. R. Bullard*, A. I. E. E. Transactions, Vol. 43, p. 856.
3. Recent Progress in Distribution Practise of the Brooklyn Edison Co. By *J. F. Fairman* and *R. C. Rifenburg*, A. I. E. E. Transactions, Vol. 45, p. 1187.
4. Evolution of the Automatic Network Relay. By *J. S. Parsons*, A. I. E. E. Proceedings, Vol. 45, p. 1195.
5. Operating Requirements of the Automatic Network Relay. By *W. R. Bullard*, A. I. E. E. Proceedings, Vol. 45, p. 1203.
6. Automatic A-C. Network Switching Units. By *G. G. Grissinger*, A. I. E. E. Journal, Jan. 1927, p. 46.
7. Combined Light and Power Systems for A-C. Secondary Networks. By *H. Richter*, A. I. E. E. Proceedings, Vol. 46, p. 216.
8. Operating Experience with the Low-Voltage A-C. Network in Cincinnati. By *F. H. Pinckard*, A. I. E. E. Proceedings, Vol. 48, p. 896.
9. Developments in Network Systems and Equipment. By *T. J. Brosnan* and *Ralph Kelly*, A. I. E. E. Proceedings, Vol. 48, p. 966.
10. Application of Induction Regulators to Distribution Networks. By *E. R. Wolfert* and *T. J. Brosnan*, A. I. E. E. Transactions, Vol. 48, p. 1123.
11. Symposium — Synchronized at the Load.
  - I. A Fundamental Plan of Power Supply. By *A. H. Kehoe*, A. I. E. E. Proceedings, Vol. 48, p. 1080.
  - II. Calculations of System Performance. By *S. B. Griscom*, A. I. E. E. Proceedings, Vol. 48, p. 1083.
  - III. System Tests and Operating Connections. By *H. R. Searing* and *G. R. Milne*, A. I. E. E. Proceedings, Vol. 48, p. 1100.
12. Low-Voltage A-C. Networks of the Standard Gas and Electric Company's Properties. By *R. M. Stanley* and *C. T. Sinclair*, A. I. E. E. Great Lakes District Meeting, Dec. 2—4, 1929.
13. Alternating-Current Low-Voltage Networks. Serial Reports, Electrical Apparatus Committee, N. E. L. A., Publications No. 25-1 and No. 256-36.
14. Evolution of Alternating-Current Secondary Networks. By *H. Richter*, Electrical Journal, Vol. 22, p. 320.
15. Simplified Distribution Planning. By *W. R. Bullard*, Electrical World, Vol. 91, pp. 499, 609, 803, 1341.
16. A-C. Network Operation. By *Mark Eldredge*, Electric Light and Power, Vol. 7, p. 24.
17. Network Voltages Maintained. By *C. I. Hendricks*, Electrical World, Vol. 93, p. 1288.

Ungarn

## Die Wirtschaftlichkeit von Fernleitungen

Ungarisches Nationalkomitee

*Dr.-Ing. O. Szilas*

Die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit von zu erbauenden Fernleitungen gehört zu den schwierigsten Ingenieuraufgaben.

Die Größe all jener Faktoren, deren Kenntnis zur Feststellung der Wirtschaftlichkeit notwendig ist, kann im voraus nur annähernd geschätzt werden. Die Investitionskosten lassen sich stets nur annähernd bestimmen; noch unsicherer ist die Entwicklung der Belastung.

Die derzeit benutzten Berechnungsmethoden beschränken sich meistens darauf, mit der Belastung zu rechnen, die in den ersten Betriebsjahren zu erwarten ist. Dieses Verfahren ist zweifellos sehr vorsichtig, weil die in späteren Jahren zu erwartende Erhöhung der Belastung unberücksichtigt bleibt; das Bild, das sie ergibt, ist aber nicht ganz richtig. Die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit muß sich auf eine solche Zeitdauer erstrecken, die mit derjenigen Höchstbelastung abschließt, die mit der Leitung noch eben rationell übertragen werden kann und bei deren Steigerung schon umfangreiche Neubauten erforderlich sind. Naturgemäß kann eine solche auf eine Betriebsperiode von 10 bis 20 Jahren sich erstreckende Untersuchung auch nur annähernd sein, da ja mit einer geschätzten Belastungszunahme gerechnet werden muß. Die stetige Belastungszunahme von Elektrizitätswerken ist jedoch eine statistisch derart erfaßte Erscheinung, daß ihre Nichtbeachtung nicht mehr statthaft ist.

Eine derartige Berechnung muß eine genauere Erfassung der Übertragungsverluste gewährleisten, andererseits die Feststellung der Übertragungskosten ergeben. Die diesbezüglichen Berechnungen sind der Inhalt dieses Aufsatzes.

### Verluste der Fernleitungen

Die Bestimmung der Jahresverluste von in Betrieb befindlichen Fernleitungen ist nicht schwer. Wenn der Verlauf der Belastung bekannt ist, können die Verluste leicht bestimmt werden.

Bei projektierten Leitungen, wo die Verlustrechnung die Feststellung der Wirtschaftlichkeit bezweckt, ist die Aufgabe schwieriger. Bei Neubauten kann der Konsum der neu anzuschließenden Gebiete meistens nur geschätzt werden; vorhandene Belastungskurven geben meistens nur betreffs eines Teiles der Belastung Aufschluß.

Eine Berechnungsmethode, die, von einigen wesentlichen Daten der Belastung ausgehend, die annähernde Bestimmung der Übertragungsverluste ermöglicht, ist daher erwünscht. Sind genaue Belastungsdaten vorhanden, so müssen selbstverständlich diese der Berechnung zugrunde gelegt werden. Das hier behandelte Verfahren soll in jenen Fällen angewendet werden, wo der Verlauf der Belastung geschätzt werden muß.

Eine zur Annahme des Belastungsverlaufes geeignete Methode ist die Benutzung der symbolischen Belastungskurve, welche die einzelnen Belastungen nicht ihrer zeitlichen Nacheinanderfolge, sondern ihrer Größe nach ordnet. Die symbolische Belastungskurve kann nach *Rossander*<sup>1</sup> am einfachsten so dargestellt werden, daß die Ordinate die jeweilige Belastung in Prozenten der Jahreshöchstbelastung angibt, während die Abszisse die Belastungszeiten in Prozenten der Jahreszeitdauer von 8670 h darstellt. Bei den mathematischen Berechnungen kann für 100% die Einheit gesetzt werden, wodurch die Berechnungen vereinfacht werden.

Derartige Belastungskurven sind in Abb. 1 ersichtlich. Bei den Kurven dieser Abbildung ist die Höchstbelastung 100%, die kleinste Belastung 15%, die Benutzungsdauer wechselt von 2000 h bis 5000 h.

Die bei den nachstehenden Berechnungen benutzte Annahme ist, daß bei gleicher Minimallast ( $L_{\min}$ ) und Benutzungsdauer ( $n$ ) die symbolische Belastungskurve stets denselben Verlauf hat und nach *Rossander* wie folgt angeschrieben werden kann:

$$L = 1 - (1 - L_{\min}) t^2. \quad (1)$$

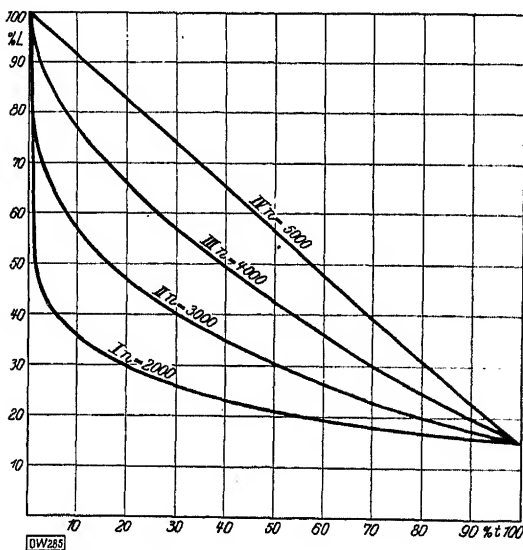


Abb. 1. Symbolische Belastungskurven  $L_{\min} = 15\%$

I Benutzungsdauer  $n = 2000$  Stunden  
II Benutzungsdauer  $n = 3000$  Stunden

III Benutzungsdauer  $n = 4000$  Stunden  
IV Benutzungsdauer  $n = 5000$  Stunden

<sup>1</sup> E. T. Z. 1913, S. 489.

Die Werte von  $L$  und  $L_{\min}$  werden dabei, wie oben angegeben, derart eingesetzt, daß der Belastungshöchstwert die Einheit ist, also z. B. ein Belastungswert von 40 % als 0,4 eingesetzt wird. Der Exponent  $\lambda$  ist bei angegebener Benutzungsdauer  $n$  offenbar deren Funktion. Die Abb. 1 zeigt den Verlauf der Gleichung (1).

Die erste Frage, die bei Benutzung der Gleichung (1) auftaucht, ist die, wie  $\lambda$  zu bestimmen ist.

Aus Gleichung (1) kann angeschrieben werden:

$$\int_{t=0}^{t=1} L dt = 1 - \frac{1 - L_{\min}}{1 + \lambda} = \frac{n L_{\max}}{8760 L_{\max}}, \quad (2)$$

$\int L dt$  stellt die Jahresproduktion dar, die auch durch  $n L_{\max}$  ausgedrückt werden kann. Wäre die Höchstlast im ganzen Jahre, also während 8760 h, vorhanden, so könnte sie durch  $8760 L_{\max}$  ausgedrückt werden. Die entsprechende Fläche in der symbolischen Belastungskurve ist der Einheit gleich, da die symbolische Kurve dieser Belastung durch ein Quadrat dargestellt wird, dessen Seiten die Einheitsgröße haben. Infolgedessen muß sich  $\int L dt$  zur Einheit so verhalten, wie  $n L_{\max}$  zu  $8760 L_{\max}$ . Aus Gleichung (2) ergibt sich:

$$\lambda = \frac{n - 8760 L_{\min}}{8760 - n}. \quad (3)$$

Ist z. B.  $n = 3000$  h,  $L_{\min} = 0,15$

$$\lambda = \frac{3000 - 8760 \cdot 0,15}{8760 - 3000} = 0,292.$$

Zur Bestimmung der Kupferverluste muß  $\int L^2 dt$  festgestellt werden. Als Ausgangspunkt dient wieder Gleichung (1).

$$\begin{aligned} \int_{t=0}^{t=1} L^2 dt &= \int_{t=0}^{t=1} [1 - 2(1 - L_{\min})t^{\lambda} + (1 - L_{\min})^2 t^{2\lambda}] dt \\ &= 1 - \frac{2}{1 + \lambda} [1 - L_{\min}] + \frac{(1 - L_{\min})^2}{1 + 2\lambda}. \end{aligned}$$

Der Koeffizient, der anzeigt, welchen Bruchteil die Jahreskupferverluste von jenen Kupferverlusten ausmachen, die dann entstehen würden, wenn die Jahreshöchstleistung  $L_{\max}$  während jährlich  $n$  Stunden übertragen wäre, ist:

$$\beta = \frac{\int_0^1 L^2 dt}{\int_0^1 L dt} = \frac{1 - \frac{2(1 - L_{\min})}{1 + \lambda} + \frac{(1 - L_{\min})^2}{1 + 2\lambda}}{1 - \frac{1 - L_{\min}}{1 + \lambda}} = \frac{1 - \frac{2b}{1 + \lambda} + \frac{b^2}{1 + 2\lambda}}{1 - \frac{b}{1 + \lambda}}, \quad (4)$$

wobei  $b = 1 - L_{\min}$  beträgt.

Beispiel: Es sei  $\lambda = 0,292$ ,  $b = 1 - 0,15 = 0,85$ .

$$\beta = \frac{1 - \frac{2 \cdot 0,85}{1 + 0,292} + \frac{0,85^2}{1 + 2 \cdot 0,292}}{1 - \frac{0,85}{1 + 0,292}} = 0,41 = 41 \%$$



Wäre also bei einer Leitung, die für die Übertragung von 1000 kW Höchstlast gebaut ist, der Leitungskupferverlust bei Höchstlast 8%, die Benutzungsdauer der Höchstlast  $n = 3000$  h, die Mindestlast 150 kW, also  $L_{\min} = 0,15$ , die Anzahl der übertragenen kWh  $n = 3000000$ , so wäre bei der Übertragung von 1000 kW Leistung während jährlich 3000 h der Kupferverlust 8% von  $3 \cdot 10^6$ , das sind 240 000 kWh. Im gegebenen Falle sind es 41% dieses Verlustes, d. h.  $\frac{41,0}{100} 240000 = 98400$  kWh.

Die Werte von  $\lambda$  und  $\beta$  für einzelne häufiger vorkommende Fälle ergibt die Zahlentafel 1.

Zahlentafel 1

$n$	$L_{\min}$ %	$\lambda$	$\beta$ %	$n$	$L_{\min}$ %	$\lambda$	$\beta$ %	$n$	$L_{\min}$ %	$\lambda$	$\beta$ %
5000	20	0,865	65,8	4000	20	0,472	53,2	3000	20	0,217	38,4
5000	15	0,980	67,5	4000	15	0,564	55,3	3000	15	0,292	41,0
5000	10	1,098	69,2	4000	10	0,656	57,7	3000	10	0,369	44,0
5000	5	1,248	70,9	4000	5	0,748	60,3	3000	5	0,445	47,3
5000	0	1,330	72,8	4000	0	0,840	62,7	3000	0	0,552	50,9
2000	20	0,037	23,1	—	—	—	—	—	—	—	—
2000	15	0,101	25,0	1500	15	0,026	17,4	—	—	—	—
2000	10	0,166	28,2	1500	10	0,086	19,6	1000	10	0,016	11,6
2000	5	0,231	32,3	1500	5	0,147	23,7	1000	5	0,072	14,5
2000	0	0,296	37,2	1500	0	0,207	29,0	1000	0	0,129	20,1

Die bisher angegebenen Daten ermöglichen die Berechnung der Kupferverluste von Fernleitungen.

Bei der Berechnung der Kupferverluste von Transformatoren ist das Verfahren so lange identisch, bis von Mindestlast zu Höchstlast nur *ein* Transformator in Betrieb ist. Zur Verminderung der Verluste pflegt man jedoch mehr, wenigstens aber zwei Transformatoren zu benutzen. Ein häufig vorkommender Fall ist, daß bei einer Höchstleistung von  $L_{\max}$  drei Transformatoren von je  $0,625 L_{\max}$  Leistung benutzt werden, von denen einer als Reserve dient; ist die Leistung kleiner als  $0,625 L_{\max}$ , ist ein Transformator in Betrieb, bei größerer Belastung sind es zwei. Zur Berechnung der Kupfer- und Eisenverluste müssen offenbar jene Betriebsstundenzahlen bekannt sein, in denen ein bzw. zwei Transformatoren in Betrieb sind.

Als Ausgangspunkt kann Gleichung (1) dienen, nach der

$$L_{tr} = 1 - (1 - L_{\min}) \tau^{\lambda}, \quad (7)$$

wobei  $\tau$  jene (relative) Betriebsstundenzahl bedeutet, während der die Belastung höher ist als  $L_{tr}$ . Aus Gleichung (7) ergibt sich:

$$\tau = \left( \frac{1 - L_{tr}}{1 - L_{\min}} \right)^{\frac{1}{\lambda}}. \quad (8)$$

Ist z. B.  $L_{tr} = 0,625$ ;  $L_{\min} = 0,15$ ;  $\lambda = 0,292$  ( $n = 3000$ ), daß ist:

$$\tau = \left( \frac{1 - 0,625}{1 - 0,15} \right)^{\frac{1}{0,292}} = 0,06.$$

Während 6% der ganzen Betriebsdauer, also während  $0,06 \cdot 8760 = 526$  Betriebsstunden, ist die Belastung höher als 62,5% der Höchstlast; in dieser Zeit müssen zwei Transformatoren in Betrieb sein.

Im allgemeinen ist es unrichtig, die Verluste und die Wirtschaftlichkeit für die Verhältnisse eines Betriebsjahres zu berechnen. Die Belastung und mit ihr die Verluste ändern sich ständig und weisen im allgemeinen ein Wachstum auf. Ist die jährliche Zunahme der Höchstlast im Durchschnitt  $s\%$ , so ist die Höchstlast im  $\nu$ -ten Betriebsjahre  $L_{\max}(1 + s \cdot 10^{-2})^{\nu-1}$  kW. Die Anzahl der während  $\nu$  Jahren übertragenen  $n$  kWh ist, da es sich hier um eine geometrische Reihe handelt:

$$N_{\nu} = n L_{\max} \frac{(1 + s \cdot 10^{-2})^{\nu} - 1}{s \cdot 10^{-2}}. \quad (9)$$

Die Anzahl der zwischen dem  $\nu_1$ -ten und  $\nu_2$ -ten Betriebsjahr übertragenen  $n$  kWh ist hingegen:

$$N_{\nu_1 - \nu_2} = n L_{\max} \frac{(1 + s \cdot 10^{-2})^{\nu_2} - (1 + s \cdot 10^{-2})^{\nu_1}}{s \cdot 10^{-2}}. \quad (10)$$

Ist die jährliche Belastungszunahme 8% so ist die Anzahl der in einer 10jährigen Betriebsperiode übertragenen kWh aus (9):

$$N_{10} = n L_{\max} \frac{1,08^{10} - 1}{0,08} = 14,48 n L_{\max}.$$

Die Anzahl der vom 10. bis zum 15. Betriebsjahr übertragenen kWh ist nach (10):

$$N_{10-15} = n L_{\max} \frac{1,08^{15} - 1,08^{10}}{0,08} = 12,66 n L_{\max}.$$

Mit Hilfe des oben festgestellten Faktors  $\beta$  können nunmehr die Leitungskupferverluste leicht festgestellt werden.

Im früher behandelten Falle ist bei Inbetriebsetzung der Fernleitung  $L_{\max} = 1000$  kW,  $n = 3000$  h, die Jahresleistung  $N = 3000000$  kWh.

Nach 10 Betriebsjahren ist bei einer jährlichen Zunahme von 8% die übertragene Leistung  $1000 \cdot 1,08^9 = 1000 \cdot 1,999 = 2000$  kW, bei unveränderter Benutzungszeit die Jahresleistung  $N_{10} = 2000 \cdot 3000 = 6000000$  kWh; am Ende des 15. Jahres ist  $L_{\max} = 1000 \cdot 1,08^{14} = 1000 \cdot 2,937 = 2937$  kW, die übertragene Jahresleistung  $N_{15} = 2937 \cdot 3000 = 8811000$  kWh. Im 1. Betriebsjahre ist der Leitungskupferverlust, vorausgesetzt daß bei  $L_{\max} = 1000$  kW der Leistungsverlust  $p = 8\%$  beträgt, laut Zahlentafel 1:  $\beta 10^{-2} p = 41 \cdot 10^{-2} \cdot 8 = 3,28\%$ . Dieser Verlust ist nach  $3000000$  kWh zu rechnen, beträgt also  $3,28 \cdot 3000000 \cdot 10^{-2} = 98400$  kWh.

Im 10. Betriebsjahre ist der Leistungsverlust bei  $L_{\max} = 2000$  kW:  $2000 \cdot 3,28 = 6560$ , der Jahreskupferverlust  $41,0 \cdot 16,0 \cdot 10^{-2} = 6,56\%$ .

Dieser Verlust ist nach der Jahresleistung von  $6000000$  kWh zu rechnen, beträgt also  $6,56 \cdot 6000000 \cdot 10^{-2} = 393600$  kWh.

Im 15. Betriebsjahre ist der Leistungsverlust bei der Höchstlast von  $2937$  kW  $\frac{2937}{1000} 3,28 = 9,63\%$ , der Jahreskupferverlust  $41 \cdot 23,5 \cdot 10^{-2}$

= 9,64 %. Dieser Verlust ist nach der Jahresleistung von 8811000 kWh zu rechnen, beträgt also  $9,64 \cdot 8811000 \cdot 10^{-2} = 849300$  kWh.

Die bis zum Ende des  $\nu$ -ten Betriebsjahres entstehenden Kupferverluste betragen offenbar:

$$V_{e1-\nu} = \beta p n L_{\max} 10^{-4} \frac{(1 + s \cdot 10^{-2})^{2\nu} - 1}{(1 + s \cdot 10^{-2})^2 - 1}. \quad (11)$$

Ähnlicherweise sind die zwischen dem Ende des  $\nu_1$ -ten und  $\nu_2$ -ten Betriebsjahres entstandenen Kupferverluste:

$$V_{e\nu_1-\nu_2} = \beta p n L_{\max} 10^{-4} \frac{(1 + s \cdot 10^{-2})^{2\nu_2} - (1 + s \cdot 10^{-2})^{2\nu_1}}{(1 + s \cdot 10^{-2})^2 - 1}. \quad (12)$$

Für das früher angeführte Beispiel ist aus (11)

$$V_{e1-10} = 41,8 \cdot 3000 \cdot 1000 \cdot 10^{-4} \frac{1,08^{20} - 1}{1,08^2 - 1} = 2150000 \text{ kWh}$$

und aus (12)

$$V_{e10-15} = 98400 \frac{1,08^{30} - 1,08^{20}}{1,08^2 - 1} = 3180000 \text{ kWh}$$

oder 
$$V_{e0-15} = 98400 \frac{1,08^{30} - 1}{1,08^2 - 1} = 5330000 \text{ kWh}.$$

Der gesamte Leitungskupferverlust bis an das Ende des 15. Betriebsjahres beträgt daher 5330000 kWh.

Die ganze übertragene Leistung ist nach den Gleichungen (9) und (10)  $(14,48 + 12,66) n L_{\max} = 27,14 \cdot 3000 \cdot 1000 = 81420000$  kWh. Der durchschnittliche Verlust beträgt daher 6,55%.

Zur Bestimmung der *Kupferverluste der Transformatoren* führt nachstehender Gedankengang:

Die Transformatorenkupferverluste müssen für zwei Betriebsperioden bestimmt werden.

1. Sämtliche Transformatoren, die zur Transformierung der Höchstleistung benutzt werden, sind in Betrieb, und zwar während der relativen Zeitdauer  $\tau$ .

2. Die übrige Betriebsdauer, während der nur ein Teil der Transformatoren in Betrieb ist.

Für beide Fälle bestimmen wir den Koeffizienten  $\beta$  laut Gleichung (4), der angibt, welcher Bruchteil der Transformatorenkupferverlust desjenigen Verlustes ist, der entstehen würde, falls die Höchstleistung während der jeweiligen Benutzungsdauer transformiert würde.

Diese Koeffizienten sind:

$$\left. \begin{aligned} \beta_{tr1} &= \frac{\int_0^{\tau} L^2 dt}{\int_0^{\tau} L dt}, & \beta_{tr2} &= \frac{\int_1^{\tau} L^2 dt}{\int_1^{\tau} L dt}, \end{aligned} \right\} \quad (13)$$

wobei  $L$  nach Gleichung (1) einzusetzen ist.

Aus obiger Gleichung ist:

$$\left. \begin{aligned} \beta_{tr1} &= \frac{\tau - \frac{2(1 - L_{\min})}{1 + \lambda} \tau^{1+\lambda} + \frac{(1 - L_{\min})^2}{1 + 2\lambda} \tau^{1+2\lambda}}{\tau - \frac{1 - L_{\min}}{1 + \lambda} \tau^{1+\lambda}}, \\ \beta_{tr2} &= \frac{1 - \tau - \frac{2(1 - L_{\min})}{1 + \lambda} (1 - \tau^{1+\lambda}) + \frac{(1 - L_{\min})^2}{1 + 2\lambda} (1 - \tau^{1+2\lambda})}{1 - \tau - \frac{1 - L_{\min}}{1 + \lambda} (1 - \tau^{1+\lambda})}. \end{aligned} \right\} (14)$$

Wenn die prozentualen Kupferverluste der Transformatoren, bezogen auf den Betriebszustand 1 bzw. 2, dabei reduziert auf die Höchstleistung,  $L_{\max}$   $p_{ctr1}$  und  $p_{ctr2}$  betragen (z. B. im Betriebszustand 1 1,25  $L_{\max}$ , im Betriebszustand 2 0,625  $L_{\max}$ ), so ergibt sich  $v_{ctr}$ , d. i. jene Verhältniszahl, die angibt, welcher Bruchteil der transformierten Leistung der Kupferverlust ist:

$$v_{ctr} = \frac{p_{ctr1} \beta_{tr1} L_{\max} n_r + p_{ctr2} L_{\max} (n - n_r)}{n L_{\max}} \quad (15)$$

oder

$$v_{ctr} = p_{ctr1} \beta_{tr1} \frac{n_r}{n} + p_{ctr2} \beta_{tr2} \left(1 - \frac{n_r}{n}\right), \quad (16)$$

wobei  $n_r$  die Benutzungszeit während der ersten Periode,  $n$  die Benutzungszeit des Gesamtbetriebes ist.

Diese Berechnungsart genügt auch zur Verlustberechnung einer längeren Betriebszeit, vorausgesetzt daß die Transformatorenleistungen stetig derart erhöht werden, daß die Verhältniszahl der verfügbaren Transformatorenleistung zur Höchstleistung unverändert bleibt und auch der prozentuelle Kupferverlust unverändert ist. Diese Voraussetzungen können allerdings nur angenähert zutreffen, aber mit Rücksicht auf den Umstand, daß die ganze Berechnung nur annähernd sein kann, sind sie meistens zulässig.

Die Daten des früheren Beispiels ergeben hier folgende Berechnung:

$$\begin{aligned} \tau &= 0,06; \quad 1 - \tau = 0,94; \quad L_{\min} = 0,15; \quad \lambda = 0,292; \quad 1 + \lambda = 1,292; \\ 1 + 2\lambda &= 1,584; \quad \tau^{1+\lambda} = 0,06^{1,292} = 0,0264; \quad 1 - \tau^{1+\lambda} = 0,9736; \\ \tau^{1+2\lambda} &= 0,06^{1,584} = 0,0116. \end{aligned}$$

Die Transformatorenkupferverluste, bezogen auf die Nennleistung von 0,625  $L_{\max}$ , seien  $p_c = 1,2$ . Im Betriebszustand 1, d. h. bei Einschaltung all jener Transformatoren, die zur Transformierung der Höchstleistung notwendig sind, ist der auf die Höchstleistung bezogene Kupferverlust, mit Rücksicht darauf, daß laut unserer Voraussetzung die vorhandene Nennleistung 1,25  $L_{\max}$  beträgt,  $1,2 \frac{1,00}{1,25} = 0,96\%$ . Im Betriebszustand 2, d. i. bei der Hälfte obiger Nennleistung, ist diese Ziffer

1,92%. Diese Ziffern sind für  $\cos \varphi = 1$  richtig, während bei  $\cos \varphi = 0,7$  wir mit  $\frac{0,96}{0,7} = 1,37\%$  und mit  $\frac{1,92}{0,7} = 2,74\%$  rechnen müssen.

Daher ist bei	$\cos \varphi = 0,7$	$\cos \varphi = 1,0$
$p_{ctr1}$	1,37%	0,96%
$p_{ctr2}$	2,74%	1,92%

Mit obigen Daten ergibt sich aus Gleichung (14):

$$\beta_{tr1} = \frac{0,06 - \frac{2 \cdot 0,85}{1,292} 0,0264 + \frac{0,85^2}{1,584} 0,0116}{0,06 - \frac{0,85}{1,292} 0,0264} = 0,718 = 71,8\%,$$

$$\beta_{tr2} = \frac{0,94 - \frac{2 \cdot 0,85}{1,292} 0,9736 + \frac{0,85^2}{1,584} (1 - 0,0116)}{0,94 - \frac{0,85}{1,292} 0,9736} = 0,373 = 37,3\%.$$

Mit obigen Werten sind die Transformatorenkupferverluste nach Gleichung (16) bei  $\cos \varphi = 0,7$

$$V_{ctr} = 1,37 \cdot 0,718 \frac{376}{3000} + 2,74 \cdot 0,373 \left(1 - \frac{376}{3000}\right) \cong 1,02\%$$

und bei  $\cos \varphi = 1,0$

$$V_{ctr} = 0,96 \cdot 0,718 \frac{376}{3000} + 1,92 \cdot 0,373 \left(1 - \frac{376}{3000}\right) = 0,725\%.$$

In obiger Gleichung wurde die Benutzungszeit  $n_r$ , d. i. die Benutzungs-dauer von Transformatoren mit der Gesamtnennleistung von  $1,25 L_{\max}$  kWh mit 376 h eingestellt. Diese Ziffer ergibt sich wie folgt:

$$\int_0^{\tau} L dt = \tau - \frac{1 - L_{\min}}{1 + \lambda} \tau^{1+\lambda} = 0,06 - \frac{0,85}{1,292} 0,0264 = 0,0427.$$

Würde die Höchstleistung während der ganzen relativen Zeit von 0,06 andauern, so wäre die Gesamtübertragung  $1 \cdot 0,06 = 0,06$ . Die Verhältniszahl dieser beiden Werte ist  $\frac{0,0427}{0,06} = 0,712$ ; die entsprechende Benutzungs-dauer ist also  $0,06 \cdot 8760 \cdot 0,712 = 376$  h.

Mit obigen Ziffern entfällt auf die 10jährige Betriebsperiode bei der Übertragung von  $14,48 n L_{\max} = 14,48 \cdot 3000 \cdot 1000 = 43440000$  kWh, für die Kupferverluste der doppelten Transformierung (herauf und her-unter)  $2 \cdot 1,02 \cdot 43,44 \cdot 10^6 \cdot 10^{-2} = 886200$  kWh. Auf das 10. bis 15. Jahr entfallen  $12,66 \cdot 3000 \cdot 1000 = 37,98 \cdot 10^6$  transformierte kWh mit einem Verlust von  $2 \cdot 1,02 \cdot 37,98 \cdot 10^6 \cdot 10^{-2} = 774800$  kWh. In-sgesamt betragen die Transformatorenkupferverluste  $886200 + 774800 = 1661000$  kWh.

Die Transformatoreneisenverluste ergeben sich aus nachstehendem Gedankengange:

Die jeweilige Höchstleistung ist  $L_{\max} (1 + s \cdot 10^{-2})^{v-1}$  kW. Ist  $p_{ftr}$  der auf diese Leistung bezogene prozentuelle Transformatoreisenverlust bei jenen Transformatoren, die jährlich  $(1 - \tau) \cdot 8760$  h in Betrieb sind (Betriebsperiode 2), so ist der Gesamteisenverlust:

$$V_{ftr} = p_{ftr} 10^{-2} \cdot 8760 (1 + \tau) L_{\max} \sum [(1 + s \cdot 10^{-2})^{v-1}], \quad (17)$$
da die eine Transformatorengruppe 8760 h, die andere  $8760 \cdot \tau$  h (während der Zeit der Höchstleistung) in Betrieb ist. Den Wert obiger Summierung haben wir bereits mit den Gleichungen (9) und (10) bestimmt, können also anschreiben:

$$\left. \begin{aligned} V_{ftr 0-v} &= p_{ftr} 10^{-2} \cdot 8760 (1 + \tau) L_{\max} \frac{(1 + s \cdot 10^{-2})^v - 1}{s \cdot 10^{-2}}, \\ V_{ftr v_1-v_2} &= p_{ftr} 10^{-2} \cdot 8760 (1 + \tau) L_{\max} \frac{(1 + 10^{-2})^{v_2} - (1 + s \cdot 10^{-2})^{v_1}}{s \cdot 10^{-2}}. \end{aligned} \right\} (18)$$

Bei Anwendung auf das frühere Beispiel sei der Eisenverlust der Transformatoren, bezogen auf die Nennleistung, 0,6 %. Das ergibt, auf die Maximalleistung von 1000 kW bezogen, bei  $\cos \varphi = 1,0$ :  $0,6 \cdot 0,625 = 0,375$  % und bei  $\cos \varphi = 0,7$ :  $\frac{0,375}{0,7} = 0,535$  %. Die Werte der Summe wurden bereits für die ersten 10 Betriebsjahre mit 14,48 für die nachfolgenden 5 Jahre mit 12,66 bestimmt. Daher ist nach Gleichung (18) der Transformatoreisenverlust bei  $\cos \varphi = 0,7$  für die ersten 10 Betriebsjahre:

$$V_{tr 0-10} = 0,535 \cdot 8760 \cdot 1,06 \cdot 1000 \cdot 10^{-2} 14,48 = 720000 \text{ kWh}$$

Für die folgenden 5 Jahre:

$$V_{tr 10-15} = 0,535 \cdot 8760 \cdot 1,06 \cdot 1000 \cdot 10^{-2} 12,66 = 629000 \text{ „}$$


---

Insgesamt 1 349000 kWh

Die Verluste ergeben sich also wie folgt:

Leitungskupferverluste .....	5 330 000 kWh	.....	6,55 %
Transformatorenkupferverluste .....	1 661 000 „	.....	2,04 %
Transformatoreisenverluste .....	1 349 000 „	.....	1,66 %
Insgesamt	8 340 000 kWh	.....	10,25 %

Bei diesen Werten fällt es auf, wie bescheiden eigentlich die Gesamtverlustziffer ausfällt. Dabei ist zu beachten, daß laut den vorstehenden Berechnungen im 15. Betriebsjahre die Kupferverluste (an Leistung) bei Höchstlast 23,5 %, die Transformatorenkupferverluste  $2 \cdot 1,37 = 2,74$  %, der gesamte Leistungsverlust also 26,24 % beträgt. Trotz dieser auffallend hohen Ziffer ist der Gesamtverlust für eine 15jährige Periode bloß rd. 10 % der übertragenen und transformierten Leistung.

Die Berechnung der Transformatorenkupferverluste nach der oben angegebenen Methode erscheint reichlich verwickelt. Ein einfacheres Verfahren ist, die Transformatorenkupferverluste mit demselben Koeffizienten  $\beta$  zu rechnen wie die der Leitungen und dabei nur die Betriebsperiode 2 in Betracht zu ziehen. Dabei ergibt sich nachstehende Formel:

$$V_{ctr} = \beta p_{ctr 2} \cdot \quad (19)$$

In unserem Beispiel ist  $p_{etr,2} = 2,74\%$  bei  $\cos \varphi = 0,7$ ;  $\beta = 0,41$ ; also  $V_{ctr} = 2,74 \cdot 0,41 = 1,122\%$  gegenüber dem aus Gleichung (16) sich ergebenden genaueren Wert von  $1,02\%$ . Diese Differenz beträgt rd.  $10\%$  der Transformatorenkupferverluste, ist aber mit ihrem Gesamtwert von etwa  $0,1\%$  nicht sehr bedeutend. Bei zweimaliger Transformierung und einem Gesamtverlust von  $10\%$  wird der Gesamtverlust um etwa  $2\%$  zu hoch gerechnet. Da in der hier erörterten Rechnungsart viel höhere Ungenauigkeiten enthalten sind, wird das vorgeschlagene kürzere Verfahren zur Berechnung der Transformatorenkupferverluste im allgemeinen brauchbar sein.

Außer den hier behandelten Verlusten müssen bei Übertragungsspannungen von  $60 \text{ kV}$  und darüber auch die Koronaverluste geprüft werden. Die Berücksichtigung derselben verursacht jedoch keine Schwierigkeiten.

### Investitions- und Jahreskosten von Fernleitungen

Nach Festlegung der Verlustrechnung können wir nunmehr die Baukosten und Jahreskosten bestimmen, wodurch sich die eigentlichen Übertragungskosten ergeben.

Es seien die Baukosten einer Fernleitung  $a$  (Pengö je km), die Baukosten einer Transformatorstation  $b$  bezogen auf  $1 \text{ kW}$  der Höchstleistung. Die vor Eröffnung des Betriebes vorzunehmende Gesamtinvestition ist dann

$$B_0 = al + 2bL_{\max}, \quad (19)$$

wobei  $l$  die Länge der Fernleitung in km ist.

Die Investition am Ende des  $\nu$ ten Betriebsjahres beträgt

$$B_\nu = al + 2bL_{\max}(1 + s \cdot 10^{-2})^{\nu-1}. \quad (20)$$

Die jährlichen Kapitalkosten betragen, vorausgesetzt daß für Verzinsung, Erneuerung und Instandhaltung ein Satz von  $P\%$  in Anrechnung gebracht wird:

$$k_\nu = B_\nu P \cdot 10^{-2} = P \cdot 10^{-2} [al + 2bL_{\max}(1 + s \cdot 10^{-2})^{\nu-1}]. \quad (21)$$

Die Summe dieser Kosten vom Betriebsbeginn bis zum Ende des  $\nu$ ten Betriebsjahres beträgt

$$K_{0-\nu} = P \cdot 10^{-2} \sum [al + 2bL_{\max}(1 + s \cdot 10^{-2})^{\nu-1}]. \quad (22)$$

$$K_{0-\nu} = P \cdot 10^{-2} \left[ al\nu + 2bL_{\max} \frac{(1 + s \cdot 10^{-2})^\nu - 1}{s \cdot 10^{-2}} \right]. \quad (23)$$

Die mit Gleichung (23) bestimmten Kosten sind feste Kosten, sie müssen daher auf  $1 \text{ kW}$  der übertragenen Höchstleistung verteilt werden.

Im  $\nu$ ten Betriebsjahre ist die übertragene Höchstleistung:

$$L_{\max \nu} = L_{\max}(1 + s \cdot 10^{-2})^{\nu-1}. \quad (24)$$

In den ersten  $\nu$  Betriebsjahren ist die Anzahl der Höchstleistungskilowattjahre:

$$\sum (L_{\max \nu}) = L_{\max} \sum [(1 + s \cdot 10^{-2})^{\nu-1}] = L_{\max} \frac{(1 + s \cdot 10^{-2})^\nu - 1}{s \cdot 10^{-2}}. \quad (25)$$

Die auf 1 kW der übertragenen Höchstleistung entfallenden Kapitalkosten betragen also:

$$\frac{K_{0-v}}{\sum (L_{\max}^v)} = \frac{a l v s P 10^{-4}}{L_{\max} [(1 + s \cdot 10^{-2})^v - 1]} + 2 P b 10^{-2}. \quad (26)$$

Es wird vorausgesetzt, daß am Anfange der Leitung die elektrische Energie derart gekauft wird, daß je kW Höchstleistung  $A$  Pengö, je bezogene kWh  $\alpha$  Heller bezahlt werden.

Infolge der Transformatoren- und Leitungsverluste ist die Höchstleistung am Anfange der Leitung größer als am Ende derselben, und zwar um:

$$2(100 - \eta_{tr}) + p(1 + s \cdot 10^{-2})^{v-1} \%,$$

dabei ist  $\eta_{tr}$  der Transformatorwirkungsgrad,  $p$  der Leitungskupferverlust bei der Höchstleistung  $L_{\max}$ . Die Kosten dieses Höchstleistungsverlustes während  $v$  Betriebsjahren betragen mit Rücksicht darauf, daß für jedes kW der Höchstleistung am Anfange der Leitung  $A$  Pengö bezahlt werden müssen:

$$A \cdot 10^{-2} [2(100 - \eta_{tr}) v + p \sum [(1 + s \cdot 10^{-2})^{n-1}]. \quad (27)$$

Dieser Betrag muß auf  $\sum (1 + s \cdot 10^{-2})^{v-1}$  Maximal-kW-Jahre verteilt werden, so daß die Kosten des Verlustes an Höchstleistung je kW der Höchstleistung betragen:

$$K_{\text{verl}} = A \cdot 10^{-2} \left[ \frac{2(100 - \eta_{tr}) v}{\sum [(1 + s \cdot 10^{-2})^{v-1}]} + p \right], \quad (28)$$

$$K_{\text{verl}} = A 10^{-2} \left[ \frac{2(100 - \eta_{tr}) v \cdot s \cdot 10^{-2}}{(1 + s \cdot 10^{-2})^v - 1} + p \right]. \quad (29)$$

Die Verlustkosten nach Gleichung (29) und die Kapitalkosten laut Gleichung (26) summiert, ergeben den Selbstkostenpreis des Höchstleistungs-kW am Ende der Leitung:

$$A' = A \left\{ 1 + \frac{v s \cdot 10^{-4}}{(1 + s \cdot 10^{-2})^v - 1} \left[ \frac{a l P}{A L_{\max}} + 2(100 - \eta_{tr}) \right] + \left( p + \frac{2 P b}{A} \right) 10^{-2} \right\}. \quad (30)$$

Der additionelle Selbstkostenpreis je am Ende der Leitung abgegebene kWh beträgt:

$$\alpha' = \alpha (1 + v \cdot 10^{-2}). \quad (31)$$

Dabei ist  $v$  der Prozentsatz der gesamten Übertragungsverluste.

Beispiel:  $A = 100$  Pengö;  $\alpha = 6$  Heller;  $s = 8\%$ ;  $v = 15$ ;  $\eta_{tr} = 98,2\%$ ;  $a = 6000$  P. je km;  $l = 40$  km;  $P = 14\%$ ;  $b = 50$  P. je kW;  $L_{\max} = 1000$  kW;  $p = 8\%$ ;  $v = 10\%$ ; dann ist nach Gleichung (30):

$$A' = 100 \left\{ 1 + \frac{15 \cdot 8 \cdot 10^{-4}}{1,08^{15} - 1} \left[ \frac{6000 \cdot 40 \cdot 14}{100 \cdot 1000} + 2(100 - 98,2) \right] + \left( 8 + \frac{2 \cdot 14 \cdot 50}{100} \right) \cdot 10^{-2} \right\},$$

$$A' = 142,5 \text{ Pengö; } \alpha' = 6 (1 + 10 \cdot 10^{-2}) = 6,6 \text{ Heller.}$$



Eine auf die Betriebsdaten basierte Berechnung würde in der herkömmlichen Weise gerechnet, nachstehendes Ergebnis ergeben:

Investition:

40 km Leitung je 6000 P. .... 240 000 P.  
Transformatorstation Leistung  $2 \cdot 1000$  kW je 50 P., d. i.

$2 \cdot 1000 \cdot 50$  ..... 100 000 „  
Insgesamt 340 000 P.

Kapitaldienst nach 340 000 P. 14% ..... 47 600 „  
Auf 1 kW der übertragenen Höchstleistung von 1000 kW entfällt daher ein Kapitaldienst von ..... 47,60 P.

Der Verlust an Höchstleistung bei der Übertragung und Transformierung beträgt  $2 \cdot 1,8 = 3,6\%$  bei der Transformierung und 8% bei der Übertragung, insgesamt also 11,6%, d. i. je übertragenes Höchstleistungs-kW ..... 11,60 „

Dazu der Kaufpreis des Höchstleistungs-kW ..... 100,— „  
Insgesamt 159,20 P.

Verluste:

$2 \cdot 0,6\%$  Transformatoreisenverluste nach 1000 kW und 8760 h  $2 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 1000 \cdot 8760$  ..... 105 000 kWh

Für Kupferverluste bei der Höchstbelastung  $2 \cdot 1,2 + 8 = 10,4\%$  gerechnet und die übertragene Leistung mit der Hälfte dieses Satzes in Rechnung gestellt, ergibt sich  $0,5 \cdot 10,4 \cdot 10^{-2} \cdot 1000 \cdot 3000$  = 156 000 „

Insgesamt 2261 000 kWh

Dieser Verlust ist 8,7% der übertragenen Leistung von 3 000 000 kWh. Der Selbstkostenpreis je kWh am Ende der Leitung wäre daher  $1,087 \cdot 6 = 6,51$  Heller.

Der mit der üblichen Berechnungsart bestimmte Strompreis am Ende der Leitung wäre also 159,60 P. + 6,51 H. Nach der hier erörterten Berechnungsweise ist der Strompreis 142,50 P. + 6,60 H.

Der Unterschied in den festen Kosten der Übertragung und Transformierung  $59,60 - 42,50 = 17,10$  P. Die bisherige Rechnungsart ergibt daher etwa 40% höhere feste Kosten der Übertragung je kW der Höchstleistung.

Es soll noch kurz erörtert werden, aus welchen Posten der Kapitaldienst von  $P\%$  sich eigentlich ergibt.

Im allgemeinen müssen folgende Posten in Betracht gezogen werden:

1. Zinsen.

2. Instandhaltung.

3. Erneuerung.

4. Eventuelle aus der Eigenart der Investition sich ergebende andere Lasten.

1. Die Höhe der Zinsenlast hängt von der Lage des Geldmarktes im allgemeinen, von den Umständen, unter denen der Bau zustande kommt, im besonderen ab. Irgendwelche allgemeine Hinweise fallen weg.

2. Die Höhe der Instandhaltungskosten hängt von der Bauart ab. Je solider die Bauausführung, je sorgfältiger die Instandhaltung, je

strenger die technische Aufsicht, um so kleiner sind die Instandhaltungskosten.

Die Instandhaltungskosten von Holzmastleitungen sind naturgemäß höher als diejenigen von Leitungen, die auf Eisen oder Eisenbetonmasten errichtet wurden. Die Witterungsverhältnisse und mit ihnen die Überspannungsgefahr, die Wirksamkeit des Überspannungs- und Überstromschutzes beeinflussen die Höhe der Instandhaltungskosten.

Falls genaue Unterlagen nicht vorhanden sind, rechnet man im allgemeinen bei imprägnierten Holzmastleitungen mit einem Instandhaltungssatz von 2%, während bei sorgfältig instand gehaltenen Eisenmast- oder Betonmastleitungen ein Satz von 1–1,5% genügen dürfte.

3. Die Dotierung eines Erneuerungsfonds bezweckt bekanntlich, daß die Mittel, die zur Erneuerung eines veralteten Objektes benötigt werden, dort sich ansammeln. Bei Leitungen rechnet man häufig mit einem Satz von 3%; es lohnt sich jedoch, diese Frage näher zu betrachten.

Im Erneuerungsfonds müssen die Baukosten der Leitung abzüglich des Materialwertes dann angesammelt sein, wenn die Notwendigkeit des Umtausches der Leitung auftaucht, d. i. wenn die Belastung sich derart erhöht hat, daß sie mit der bestehenden Leitung nicht mehr übertragen werden kann, oder ein sonstiger Umbau notwendig wird. Die Notwendigkeit eines Umbaus hängt meistens, wenn auch andere Motive mitspielen, mit der Belastung zusammen; bei Leitungen deren Belastung nicht zunimmt, entschließt man sich kaum zu Investitionen. Jedenfalls muß die volle Erneuerungssumme angesammelt sein, wenn die Belastung so weit gestiegen ist, daß die mit der Leitung überhaupt noch übertragbare Belastung erreicht wurde.

Die Größe dieser Grenzlaster kann aus den Konstruktionsdaten der Leitung durch Bestimmung der Verluste und Verlustkosten festgestellt werden.

Ist die größte noch übertragbare Leistung  $g L_{\max}$ , dann ist

$$L_{\max}(1 + s \cdot 10^{-2})^{v-1} = g L_{\max}. \quad (32)$$

und

$$v = \frac{\lg g}{\lg(1 + s \cdot 10^{-2})} + 1 \quad (33)$$

Die Erneuerungsquote ist

$$n = \frac{q - 1}{q^v - 1}, \quad (34)$$

wobei  $q$  den Zinsfaktor bedeutet.

Ist  $g = 3$ , d. h. die Grenzleistung das Dreifache der ursprünglich in Betracht gezogenen Höchstleistung, dann wird die Grenzleistung in  $T$  Jahren erreicht, falls die Belastung jährlich um  $s$  % zunimmt. Die zusammengehörigen Werte von  $T$  und  $s$  ergeben sich aus nachstehender Zusammenstellung:

$T$ Jahre	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$s$ %	38,2	29,0	23,6	19,9	17,3	15,3	12,8	12,6	11,5	10,7

Das Tempo der Belastungszunahme beeinflußt daher die Zeitdauer, in der der Erneuerungsfond angesammelt sein muß, und zwar derart, daß bei langsamer, ansteigender Belastung auch die zur Ansammlung der Erneuerung zur Verfügung stehende Zeitdauer größer wird. Die Erneuerungsrate ergibt sich aus Gleichung (34), wobei zu beachten ist, daß der Erneuerungsfonds die Baukosten abzüglich des Altmaterialwertes ergeben muß.

Bei einer 8proz. Belastungszunahme ist z. B. laut obiger Tafel die Zeitdauer der Erneuerung etwa 15 Jahre. Bei einem 8proz. Zinsfuß ist laut Gleichung (34)

$$u = \frac{0,08}{1,08^{15} - 1} = 0,0369 = 3,69\%.$$

Erfolgt die erste Dotierung des Fonds jedoch erst am Ende des 1. Betriebsjahres, dann stehen nur 14 Jahre zur Verfügung, und dann ergibt sich aus Gleichung (34) ein Satz von rd. 4%. Wird mit 25% Altmaterialwert gerechnet, so ist der richtige Erneuerungssatz 3%.

Bei langsamer Belastungszunahme ebenso wie bei steigendem Zinsfuß sinkt der Erneuerungssatz. Bei einer Belastungszunahme von 5% ist die Erneuerungsdauer 23,6 Jahre. Wenn das 1. Jahr, in dem noch nicht erneuert wird, außer Betracht bleibt, ist der Satz 1,7% mit Berücksichtigung des Altmaterialwertes 1,3%. Ungünstige wirtschaftliche Verhältnisse begründen also eine Minderdotierung des Erneuerungsfonds.

4. Über diese besonderen Lasten kann man im allgemeinen nichts angeben, sie richten sich nach der Besonderheit des Einzelfalles.

### Summary

In order to determine the economy of transmission lines we must first calculate the transmission losses. A load-curve is necessary for this purpose and the author recommends the use of a symbolical load-curve, which can be expressed in the following equation by *Rossander*:

$$L = 1 - (1 - L_{\min})t^{\lambda}$$

where  $L$  denotes the load,  $t$  the working time and  $\lambda$  is a function of the total number of hours worked. With the aid of this equation the line copper-losses and the transformer iron and copper-losses may be determined. At the same time the yearly increase of load may be taken into consideration, so that the losses can be determined not only for longer load-periods of several years, but also for the entire life of the transmission line.

In connection with the foregoing the transmission costs for longer load-periods are determined and compared with previous methods of computation. As a result it is found that the longer load periods yield lower transmission costs for the total working time as compared with the usual methods of calculation.

Deutschland

## Mechanische Probleme der Freileitungstechnik

Vereinigung der Elektrizitätswerke und Zentralverband der deutschen  
elektrotechnischen Industrie

*Prof. A. Rachel und Mitarbeiter*

### Einleitung

*Prof. A. Rachel*

#### *Die Erfahrungen mit Freileitungen und die aus diesen entstandenen Probleme*

Der sich über ganz Deutschland erstreckende planmäßige Bau von Überlandzentralen und der anschließend hieran vor sich gehende Bau von Großversorgungsnetzen brachte in Deutschland die Errichtung einer riesigen Anzahl von Freileitungen für alle Spannungen bis 100 kV und für 200 kV in allen möglichen klimatischen Verhältnissen mit sich.

Die Betriebserfahrungen mit diesen Freileitungen waren, was die Gesamtbauart der Leitungen anbelangt, im allgemeinen gute, so daß die grundsätzliche Bauart der Freileitungen nicht verändert werden mußte.

Die Betriebserfahrungen mit Freileitungen im einzelnen waren in den verschiedenen Teilen Deutschlands nicht unerheblich verschieden, was sich im wesentlichen aus den verschiedenartigen klimatischen Beanspruchungen der Freileitungen mit der Zeit erklärt. Von besonderem Wert waren in dieser Hinsicht die Betriebserfahrungen mit Anlagen in raufrost- und gewittergefährdeten Gegenden. Sie zeigten, daß Vorgänge die Sicherheit der Leitungen beeinflussen, über die erst die praktischen Beobachtungen über eine längere Zeit Klarheit schaffen konnten. Die Freileitungstechnik hatte sich daher in der vergangenen Zeit auf Grund solcher Einzelbeobachtungen weniger mit den Baugrundsätzen der ganzen Anlage, als mit der Durchforschung bestimmter Einzelprobleme zu befassen, von denen die meisten inzwischen zu einer völlig befriedigenden Lösung gebracht worden sind.

Es handelt sich dabei zunächst um die beste und störungsfreieste Anordnung der Leitungen am Mastkopf sowie die damit zusammenhängenden Fragen der Fernhaltung oder Aufnahme der bei Bruch von Leitungen auftretenden besonderen Kräfte, Probleme, die sich besonders aus den Erfahrungen raufrostgefährdeter Gegenden ergeben haben.

Weiterhin hat sich die Forschung mit der Konstruktion der Seile und Klemmen befassen müssen, weil Schäden an Seilen, wenn auch ziffernmäßig äußerst selten, im praktischen Betrieb beobachtet wurden.

Von vielleicht größter Bedeutung für die Steigerung der Betriebssicherheit der Freileitungen sind die planmäßigen Arbeiten zur Verbesserung der Isolatoren gewesen, und gerade hier sind, bezogen auf die Störungsziffern, die größten Erfolge gegenüber der Vergangenheit erzielt worden.

Schließlich hat die Technik auch die Frage der richtigen Bemessung des Sicherheitsgrades der Freileitungen in bezug auf Schutz der Öffentlichkeit sehr bewegt, was bei der dichten Besiedlung und dem zum Teil starken Verkehr in Deutschland verständlich ist.

Das Ergebnis all dieser Arbeiten ist, daß die Zahl der Störungen bei Freileitungen in außerordentlichem Maße, zum Teil z. B. hinsichtlich der Isolation schlagartig heruntergegangen ist, und daß sich in dieser Hinsicht neuzeitlich gebaute Freileitungen von Kabelanlagen praktisch nennenswert nur noch in ihrem Verhalten gegenüber Gewittervorgängen unterscheiden.

## I. Masten

*K. Bay*

### *a. Anordnung der Leitungen am Mastkopf*

Für Doppelleitungen war in Deutschland bis vor wenigen Jahren die Aufhängung nach der Tannenbaumform (Abb. 1) bzw. umgekehrten Tannenbaumform, bei denen die Leitungen eines Stromkreises übereinander, jedoch seitlich um ca. 1 m gegeneinander versetzt angeordnet sind, üblich.

Diese Leitungsanordnung hat sich im allgemeinen gut bewährt. In rauhrostgefährdeten Gegenden sind jedoch eine ganze Anzahl und zum Teil auch umfangreiche Störungen infolge von Leitungsbrüchen, zum Teil mit nachfolgenden Mastbeschädigungen und -brüchen vorgekommen.

Leitungsbrüche infolge direkter Überlastung der Leitungen sind dabei selten und nur in engbegrenzten Gebieten aufgetreten. Die meisten Seilbrüche werden vielmehr durch Kurzschlüsse zwischen den Leitungen infolge von Näherung oder Berührung der Seile verursacht. Ungleiche Eisbelastung der Leitungen und Ausschwingung der Tragketten in der Leitungsrichtung bewirkten stark vergrößerte Durchhänge. Der ungleiche Abtrieb der belasteten und der unbelasteten Leitungen bei Wind oder Hochschnellen der plötzlich von Eis entlasteten Leitungen führte dann zur Berührung bzw. unzulässiger Annäherung der Leitungen untereinander und zum Abschmelzen der Seile oder Reißen angeschmolzener Seile.

Die aus diesen Erfahrungen gewonnenen Zahlen über gleichzeitige Wind- und Eisbelastungen sowie über die tatsächlich vorkommenden Bewegungen von Vollseilen an Hängeisolatoren zeigten, daß, wollte man die Tannenbaumleiter-Anordnung derartigen, in rauhrostgefährdeten

Gegenden öfter auftretenden Beanspruchungen anpassen, sich wirtschaftlich nicht tragbare senkrechte Abstände der Querträger ergaben.

Zur Abhilfe führten sich zwei Bauarten für die Anordnung der Leitungen (Vollseile) am Mastkopf ein. Die eine ist in Abb. 2 dargestellt.

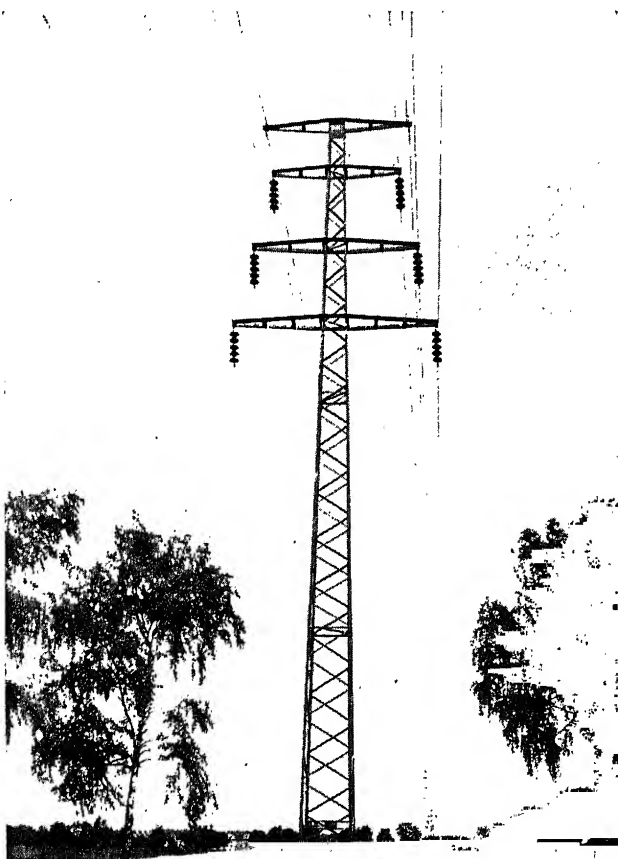


Abb. 1. Tannenbaumanordnung der Leitungen.

Sie ist aus dem Tannenbaum durch Herabverlegung der mittleren Phase auf den unteren Querträger entstanden und zeigt hohen, mindestens doppelt so großen senkrechten Abstand der übereinanderliegenden Leitungen wie vorher und Anordnung der zwei anderen Phasen in einer waagrechten Ebene nebeneinander am untersten Querträger.

Die andere ist in Abb. 3 wiedergegeben. Hierbei sind sämtliche Leitungen in einer waagrechten Ebene angeordnet.

Bei dieser Anordnung schwingen bei Wind ungleich belastete Leitungen bei genügend großem Horizontalabstand frei voneinander, bei Hochschnellen von Leitungen kann ebenfalls eine Berührung oder

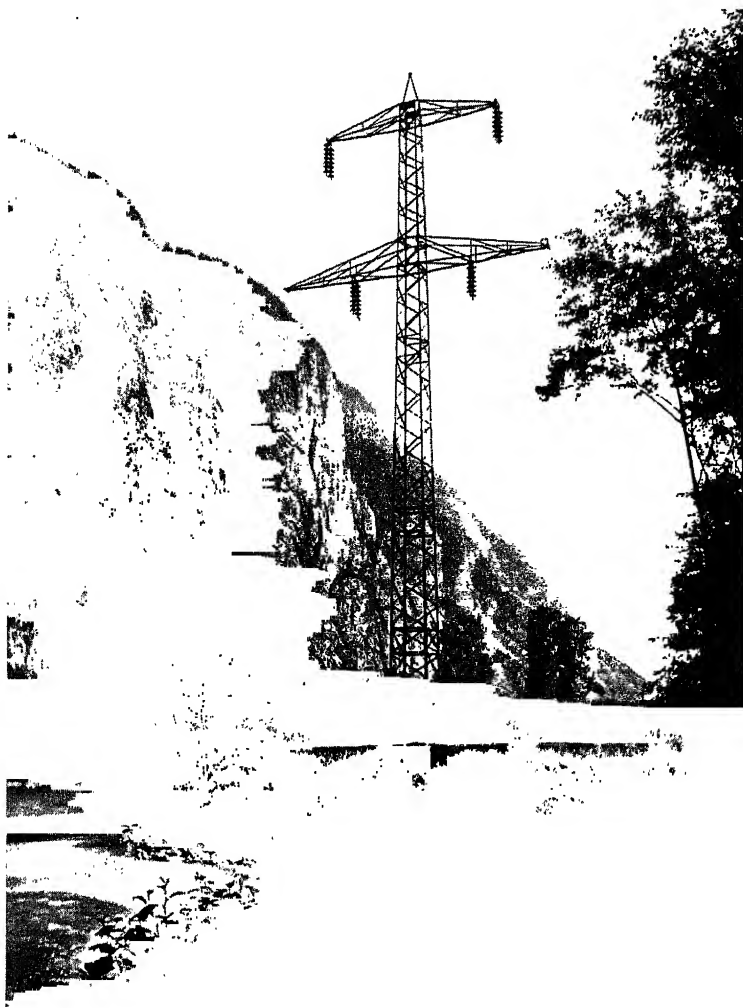


Abb. 2. Dreieckanordnung der Leitungen.

gefährdende Näherung nicht eintreten. Diese Leitungsanordnung zeigt auch infolge des geringen Abstandes der Leitungen vom Boden ein günstigeres Verhalten gegen Gewitterbeanspruchungen als Freileitungen mit hohem Mastkopf. Diese Leitungsanordnung führt jedoch bei Doppelleitungen zu sehr weitausladenden Querträgern, die bei

Durchquerungen von Waldungen, bebauten Gegenden od. dgl. unerwünscht und wirtschaftlich wegen der höheren Entschädigungsverpflichtungen nachteilig sind.

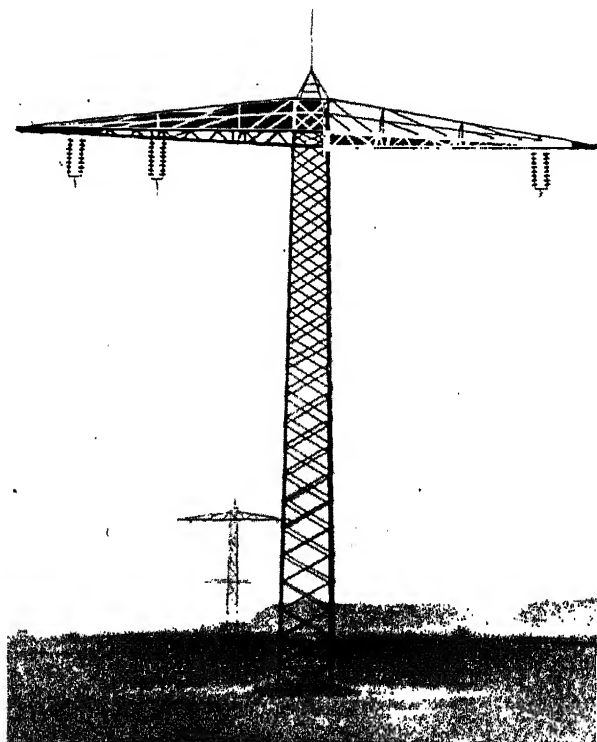


Abb. 3. Horizontale Anordnung der Leitungen.

*b. Bemessung der Tragmaste gegen Verdrehungskräfte, Schwenktraversen.*

Die Erfahrungen mit Tragmasten (nicht Abspannmasten) bei Seilbrüchen zeigten, daß sie durch einseitige Belastung bei Seilbruch mehr oder weniger gefährdet sind. Die Drahtbrüche im Sommer (Seilbrüche durch Gewitterlichtbögen) führten dabei zu geringfügigen, wieder instandsetzbaren Verdrehungen der Tragmaste, Seilbrüche im Winter verdrehen dabei öfter die Masten so stark, daß sie umknickten.

Wenn auch die oben geschilderten neuen Anordnungen der Leiter eine Verminderung von Winterseilbrüchen im allgemeinen erwarten lassen, so blieb doch die Tatsache bestehen, daß die bei den neuen Anordnungen notwendigen, sehr viel größeren Ausladungen der Querträger die bei Seilbruch an Tragmasten entstehende Gefährdung durch Verdrehung wesentlich erhöhte.



Zur Abhilfe wurden 3 Wege beschritten, nämlich:

1. die zusätzliche Bemessung der Tragmaste auf bestimmte Verdrehungskräfte,
2. die bewegliche Befestigung der Querträger am Mast zwecks weitgehender Fernhaltung der Verdrehungskraft vom eigentlichen Mast und schließlich
3. der Ersatz der festen Tragklemmen durch Rutschklemmen oder Auslöseklemmen.

Zur Verbesserung der Verdrehungsfestigkeit der Tragmasten wird in Deutschland jetzt Torsionsfestigkeit der Maste für den halben Höchst-

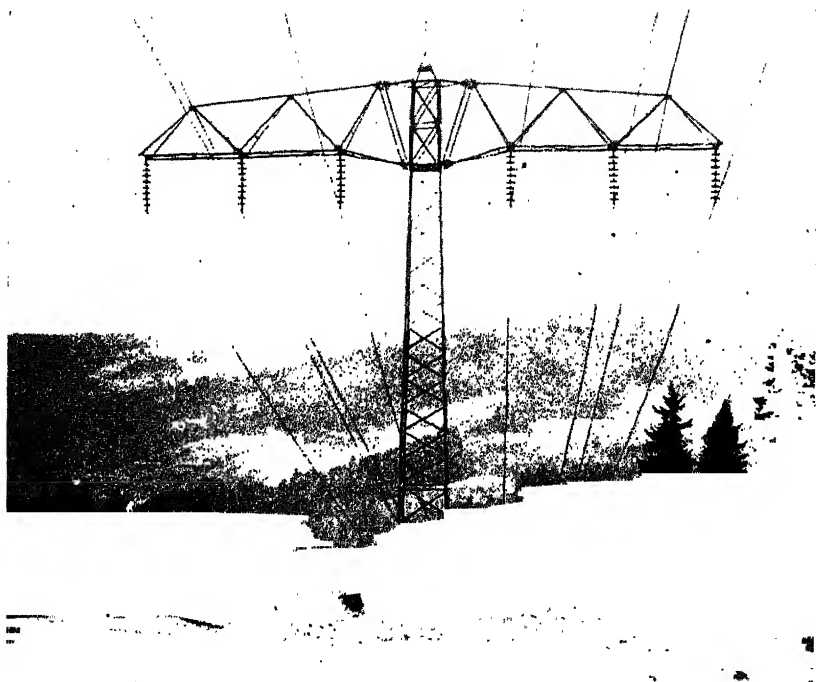


Abb. 4. Mast mit Schwenktraverse.

zug einer Leitung in ungünstigster Lage, in besonders gearteten Fällen, z. B. bei Schutz der Öffentlichkeit oder in Gegenden, in denen nachweislich größere Zusatzlasten als die normale regelmäßig aufzutreten pflegen, für den vollen Höchstzug angewendet. Die weitere Erhöhung der Verdrehungsfestigkeit der Tragmasten wird im allgemeinen aus wirtschaftlichen Gründen nicht angewendet.

An Stelle der Erhöhung der Verdrehungsfestigkeit werden vielfach die Querträger nicht mehr fest, sondern schwenkbar am Mast befestigt. Hiermit erzielt man eine sehr weitgehende Verdrehungsfestigkeit der ganzen Anlage. Abb. 4 zeigt eine derartige Ausführung.

Bei Bruch einer Leitung übernehmen die unbeschädigten Leitungen desselben Stromkreises den nach Ausschwingen der Hängeketten und nach Ausschwenken der Traversen noch verbleibenden einseitigen Zug der gerissenen Leitung. Je nach der Verwendung von festen Klemmen oder Rutschklemmen wird die gerissene Leitung in ein oder 2 bis 3 Spannungsfeldern auf den Boden zu liegen kommen.

Werden bei Leitungen mit Schwenktraversen aus elektrischen Gründen je ein Erdseil an jedem Traversenende vorgesehen, so nehmen im Gegensatz hierzu diese die beim Bruch der spannungsführenden Leitungen auf die schwenkbaren Traversen in der Leitungsrichtung wirkende Kraft auf und übertragen sie auf die Abspannmasten.

In Gegenden mit höheren Eislasten als denjenigen, die nach den VDE-Bedingungen normal zugrunde gelegt werden, ist darauf zu achten, daß solche Erdseile bei gleichen Eislastberechnungsannahmen im Vergleich zu Phasenseilen eine höhere Sicherheit als die Leitungsseile gegen Bruch aufweisen, damit die oben angegebene Wirkungsweise solcher Erdseile sichergestellt ist, anderenfalls sind solche Erdseile in Rutschklemmen aufzuhängen.

Die bisherigen Erfahrungen an Leitungsstrecken mit Schwenktraversen haben die in Masten mit Schwenktraversen gesetzten Hoffnungen bestätigt.

### *c. Auslöse- und Rutschklemmen*

#### *A. Schmolz*

Die in Deutschland früher im allgemeinen verwendeten *Tragklemmen* hielten das Seil fest umschlossen. Man war dabei von der Annahme ausgegangen, daß durch das Ausschwingen der Tragketten in Abspannlagelage und durch das Ausschwingen der Traverse infolge elastischer Verdrehung des Mastchaftes der Zug in mechanisch hoch beanspruchten Leiterseilen so stark herabgesetzt würde, daß eine Beschädigung des Mastes nicht eintreten würde.

Nachdem dann die Betriebserfahrungen in vielen Fällen das Gegenteil bewiesen und die Berechnungen sowie Versuche die Betriebserfahrungen bestätigten, wurde versucht, die Aufgabe durch sog. *Auslöseklemmen* zu lösen, die bei etwaigen Seilrissen oder zu großen Differenzzügen das Seil freigeben sollten. Diese Art der Klemmen hat tatsächlich die Tragmaste älterer Konstruktion vor Umbruch bewahrt. Es haften ihnen jedoch trotz aller Vorzüge zwei bemerkenswerte Mängel an:

1. Bei Seilrissen können die Klemmen sämtlicher Tragmaste bis in die Nähe des nächsten Abspannmastes auslösen, so daß die gerissene Phase auf eine größere Strecke zum Aufliegen auf dem Boden kommt. Dadurch Gefährdung der Straßenübergänge oder Notwendigkeit besonderer Maßnahmen und ferner Verzögerung in der Störungsbehebung.
2. Die Auslösekraft ist abhängig von Spannweite, Seilgewicht sowie vom Höhenunterschied der Aufhängepunkte und daher veränderlich, so daß bei Differenzzügen infolge Windstoßbelastungen und

ungleichmäßigem Rauhrefibehang bzw. Rauhrefabwurf einzelne Klemmen ebenfalls auslösen können. Hierbei sind Phasenzusammenschläge und Seilrisse samt deren üblen Begleiterscheinungen nicht zu vermeiden.

Um bei Verwendung von Auslöseklemmen im Falle ihres Ansprechens die obengenannten Nachteile zu vermeiden, hat man versucht, durch Einbau von Zusatzklemmen den Gleitweg des Seiles zu begrenzen. Dieses Ziel wurde auch erreicht, man mußte jedoch wieder die Gefahr in Kauf nehmen, daß die Tragmastkonstruktion durch einen etwaigen dynamischen Schlag neuerdings gefährdet und damit eine Hauptaufgabe der Auslöseklemmen vereitelt wird.

Auf Grund dieser Erfahrungen gehen die Bestrebungen nun dahin, Tragklemmen in Form von *Rutschklemmen* zu verwenden, die bei Überschreitung der durch die Mastfestigkeit gegebenen zulässigen Beanspruchung *das Seil* nur so weit *durchrutschen lassen*, bis der Differenzzug wieder einen für die Tragmaste zulässigen Wert annimmt.

Solche Rutschklemmen sollten, soweit möglich, folgenden Bedingungen genügen:

1. Die Rutschkraft, bei welcher das Seil zu rutschen beginnt, muß so bemessen sein, daß eine Beschädigung des Mastes nicht mehr eintritt.
2. Die Bremskraft, mit der das in Bewegung befindliche Seil abgebremst wird, soll möglichst wenig von der Rutschkraft abweichen, keinesfalls aber darf sie dieselbe (z. B. durch plötzliches Festklemmen des Seiles) übersteigen.
3. Die Beschädigung des durchgerutschten Seiles soll möglichst gering sein.
4. Die Rutsch- und Bremskraft soll möglichst unabhängig von Spannweite und Höhenunterschied der Aufhängepunkte sein.
5. Die Rutschbewegung des Seiles soll sich durch möglichst wenig Nachbarfelder fortpflanzen.
6. Das durchgerutschte Seil muß durch möglichst wenige und einfache Mittel in kürzester Zeit wieder betriebsfertig einreguliert werden können.

## II. Leitungsstelle

### *a. Konstruktion und Bemessung der Seile*

*Dr. A. Fuchs*

Die Betriebsspannung und die höchste zu erwartende Übertragungsleistung einer Leitung bestimmen den Querschnitt und Außendurchmesser des Leiterseiles. Bei Leitungen bis etwa 100 kV Betriebsspannung ist die unter normalen Verhältnissen zu erwartende Übertragungsleistung meist von einer solchen Größe, daß der Seilquerschnitt bei Verwendung von Vollseilen einen ausreichenden Durchmesser ergibt, damit keine wesentlichen Koronaverluste entstehen, besonders wenn

Leiterwerkstoffe höheren spezifischen Widerstandes wie Aluminium oder Aluminiumlegierungen verwendet werden. Bei Betriebsspannungen über 100 kV kann der Leitungsdurchmesser, der zur Unterdrückung unwirtschaftlicher Koronaverluste notwendig ist, die Verwendung von Runddrahtvollseilen ausschließen, da deren Querschnitt zur Stromleitung nicht ausgenützt ist, so daß nicht nur die Seile, sondern wegen der damit verbundenen höheren mechanischen Beanspruchung auch die Maste unnütz verteuert werden. Es wurden deshalb für Hochspannungsleitungen Seile geringeren Füllfaktors, wie z. B. die Hohlseile, entwickelt. Da die Rauheit der Seiloberfläche ebenfalls von Einfluß auf die Koronaverluste ist, wurde auch noch die Oberfläche von Höchstspannungsseilen durch Verwendung von Formdrähten besonders glatt gestaltet.

Der *Konstruktion der Seile* wird im Hinblick auf die ständig steigende Wichtigkeit und den hohen Kapitalwert der Leitungsanlagen immer größere Bedeutung beigelegt. Man sucht sie so zu gestalten, daß alle Einzeldrähte des Seiles mechanisch möglichst ausgenützt werden, daß außerdem die Gesamtdrahtzahl nicht zu klein gewählt wird, damit durch Ausfall eines Drahtes, z. B. durch einen Werkstofffehler veranlaßt, immer noch eine ausreichende Festigkeit im Seil vorhanden ist. Maßgebend für die gleichmäßige Beanspruchung der Einzeldrähte ist die verwendete Schlagart und Schlaglänge. Die Schlagart soll die Torsionskräfte, die durch die Schlagrichtung der einzelnen Lagen ausgelöst werden und eine Verdrehung des Seiles um seine Achse bewirken, möglichst ausgleichen, ohne daß Einzeldrähte verschiedener Querschnittsform zu einem Seil Verwendung finden müssen. Die Schlaglängen der einzelnen Lagen sollen so abgestimmt sein, daß die Verlängerung der Drähte im Verhältnis zur Länge der Seilachse in den einzelnen Lagen eine gleiche ist.

Die verschiedenen Leiterwerkstoffe, derzeit kommen Cu, Bronze, Al, Al-Legierungen und Stahl in Frage, bringen je nach ihrer Leitfähigkeit und je nach den an Leiterdurchmesser und -querschnitt gestellten Anforderungen eine verschiedene Konstruktion des Seiles. Ein Höchstspannungsseil bestimmten Durchmessers und bestimmten leitenden Querschnittes wird bei Cu eine andere Form haben, wie z. B. bei einer Al-Legierung mit rund 50 % höherem spezifischem Widerstand.

Die folgenden Abbildungen zeigen als Beispiele Seile, die nach den angeführten Gesichtspunkten entwickelt wurden.

Abb. 5 zeigt ein normales Vollseil mit aus 1+6+12+18 usw. Runddrähten bestehenden Einzellagen. Die Lagen sind im Gegenschlag verseilt, wobei die Schlaglängen das 11- bis 14fache des jeweiligen Seildurchmessers betragen. Der Seelendraht wird nicht voll zur Übernahme des anteiligen Zuges herangezogen, da seine Länge im Verhältnis zu den Drähten der Außenlagen kleiner ist. Die Torsionskräfte der einzelnen Lagen sind nicht voll ausgeglichen.

In Abb. 6 ist ein Beispiel für ein torsionsfreies Vollseil gegeben. Es ist ein Runddrahtseil mit aus 4+10+16 Drähten bestehenden Lagen,

die so verseilt sind, daß die Torsionskräfte der einzelnen Lagen durch die Schlagrichtung weitgehend ausgeglichen sind.

Abb. 7 zeigt ein Beispiel für ein Hohlseil, wie es für Höchstspannungsleitungen entwickelt wurde. Es besteht aus 2 Lagen von Flachdrähten,

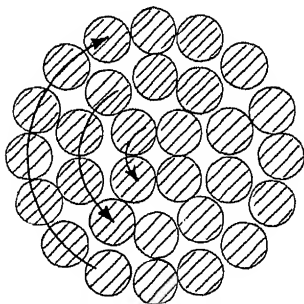


Abb. 5. Normales Vollseil.

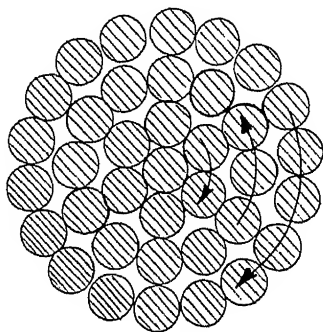


Abb. 6. Torsionsfreies Vollseil.

die ringförmig um eine Seele großen Durchmessers, die als Stützorgan dient, angeordnet sind, um bei kleinem Leiterquerschnitt keine großen Außendurchmesser bei glatter Oberfläche zu haben. Schlaglänge, Schlagrichtung und Querschnittsverhältnisse der beiden Lagen geben ein torsionsfreies Seil.

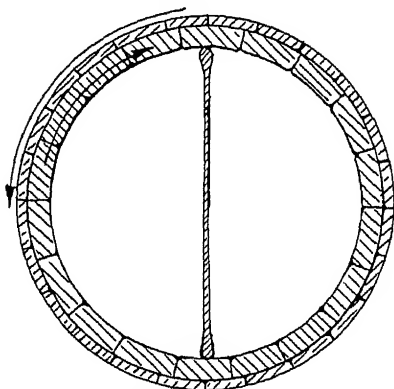


Abb. 7. Hohlseil.

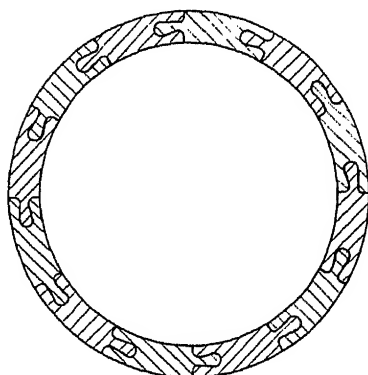


Abb. 8. Hohlseil.

In Abb. 8 ist ein weiteres Beispiel für ein Hohlseil dargestellt, bei dem die Torsionsfreiheit durch die zwischen Nut und Feder auftretenden Reibungskräfte erreicht wird.

In Abb. 9 ist noch ein Beispiel für ein Hochspannungsseil aus einem Leiterwerkstoff mit höherem spezifischem Widerstand gegeben. Formdrähte offenen Querschnittes sind als Kern normal verseilt, darüber liegt eine Lage Flachdrähte.

Bis vor kurzem wurde die mechanische Sicherheit einer Freileitung, soweit es die Seile betrifft, auf die Zugfestigkeit der Seile aufgebaut. Es wurde für die verschiedenen Werkstoffe eine bestimmte Zugspannung angenommen, die unter bestimmten Bedingungen nicht überschritten werden darf. Das Verhältnis dieser Zugspannung zur Bruchlast des Seiles ergab dann die Sicherheit der Leiterseile gegen Bruch; die im Freileitungsbau vor allem vorkommenden Beanspruchungen sind jedoch Dauerbeanspruchungen und haben daher mit der im Kurzzeitversuch bestimmten Zugfestigkeit des Seiles nichts zu tun, sondern mit der Dauerzugfestigkeit, bei der also der Einfluß der Zeit auf die Zugfestigkeit eines Werkstoffes mitberücksichtigt ist. Aber auch hier ist es dann unmöglich, die vorkommende Zugspannung direkt in ein bestimmtes Verhältnis mit der Dauerzugfestigkeit zu setzen und daraus

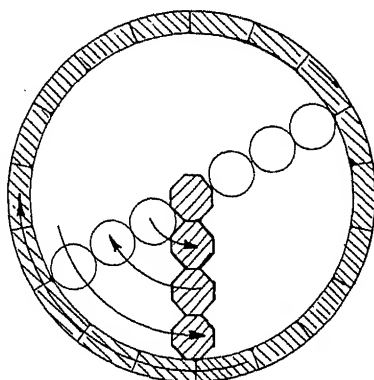


Abb. 9. Kernprofil-Vollseil.

auf die mechanische Sicherheit des Seiles zu schließen, es muß auch hier noch die auftretende Belastungsmöglichkeit mitberücksichtigt werden und deren Vielfaches bis zur Dauerzugfestigkeit als Maß für die Sicherheit angesehen werden. Dementsprechend wurden die deutschen Freileitungsnormen umgestellt und die mechanische Sicherheit so festgelegt, daß die doppelte der normal vorkommenden Eislast die Seile äußerstens erst bis zur Dauerzugfestigkeit belasten kann.

#### *b. Drehungsfreie Seile mit gleichmäßiger Belastungsverteilung*

*A. Schmolz*

Bei den bisher verwendeten Vollseilkonstruktionen sind Drähte gleichen Durchmessers in Schraubenlinienform um den Seelendraht als Achse, und zwar in verschiedenen Lagen aufgebracht, wobei die Schlagrichtungen der einzelnen Lagen miteinander abwechseln. Bei Belastung des Seiles treten infolge der Schräglage der Einzeldrähte Querkräfte auf, die, mit den Halbmessern der Schläge als Hebelarm, Drehmomente erzeugen. Das resultierende Drehmoment aller Schläge, das in seiner Richtung dem Drehmoment des äußeren Schlages entspricht, ruft im

Seil eine Drehung hervor, wodurch die Drähte der einzelnen Schläge je nach Schlagrichtung zusammengedreht oder aufgedreht werden, sich dadurch in Richtung der Seilachse verkürzen oder verlängern und dementsprechend eine Zusatzlast aufnehmen oder Last abstoßen. Je größer die Verdrehung zweier benachbarter Seilquerschnitte gegenüber der ursprünglichen Lage ist, desto größer ist die Belastungsverschiebung gegenüber der ursprünglich gleichmäßig verteilten Belastung. In den Punkten der maximalen spezifischen Drehzahländerung treten also die größten Belastungsverschiebungen auf.

Belasten wir ein mittels zweier reibungsloser Druckkugellager eingespanntes Seil mit der Kraft  $P_0$ , so wird aus Symmetriegründen an den beiden Einspannstellen das Seil gleichviele, aber entgegengesetzt gerichtete Drehungen  $n_{0 \max}$  ausführen. In der Mitte der Einspannlänge (Symmetriepunkt) dreht sich das Seil nicht. Dadurch tritt die in Abb. 10

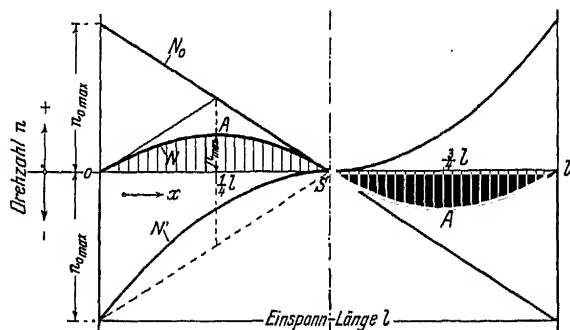


Abb. 10. Seildrehzahl  $N$  in Abhängigkeit von der Entfernung  $x$ .

gezeigte Drehkurve  $N_0$  ein. Normalerweise ist ein belastetes Seil fest eingespannt, so daß es sich in der Einspannstelle nicht drehen kann und daher dort die Drehzahl gleich Null ist.

Wir müßten also unser Seil an den Einspannstellen um den Betrag  $n_{0 \max}$  zurückdrehen und erhielten die Drehungskurve für das fest eingespannte Seil. Dieses Ziel erreichen wir auch dadurch, daß wir das Seil vor Aufbringen der Belastung in den beiden Kugellagern um den genannten Betrag zurückdrehen, wodurch wir die Drehungskurve  $N'$  erhalten. Belasten wir jetzt das Seil und lassen die Kugellager auf die Drehzahl Null zurücklaufen, so erhalten wir an den Einspannstellen die Drehzahl Null, als ob das Seil fest eingespannt gewesen wäre, und durch Addition der beiden Drehungskurven  $N_0$  und  $N'$  die tatsächliche Drehungskurve  $N$  des fest eingespannten Seiles.

Es läßt sich nachweisen, daß die Kurvenäste  $N'$  Parabelbögen darstellen, und daraus ergibt sich, daß das Drehzahlmaximum ( $n_{\max}$ ) beim fest eingespannten Seil im ersten bzw. dritten Viertel der Einspannlänge liegt und 0,25mal so groß ist als das Drehzahlmaximum ( $n_{0 \max}$ ) eines mittels reibungsloser Druckkugellager eingespannten Seiles. Ferner ergibt sich aus den Parabeleigenschaften und aus Sym-

metriegründen, daß der Tangentenwinkel, der ein Maß für die spezifische Drehzahländerung darstellt, an den Einspannstellen und im Symmetriepunkt gleich groß ist, daß also die größte Belastungsverschiebung an den Einspannstellen und in der Mitte des Spannungsfeldes auftritt. In den Punkten  $A$  und  $A'$  des Drehzahlmaximums ist der Tangentenwinkel gleich Null, die spezifische Drehzahländerung ebenfalls Null; somit bleibt in diesen Punkten die Belastung gleichmäßig verteilt.

Zwischen dem Symmetriepunkt  $S$  und den Punkten  $A$  bzw.  $A'$  dreht sich das Seil auf (für den äußeren Schlag betrachtet), zwischen den Punkten  $A$  und den Einspannstellen wird das Seil zugedreht. Der äußere Schlag besteht aus der größten Anzahl von Einzeldrähten. Infolgedessen tritt bei Aufdrehung des äußeren Schlages die größte Belastungsverschiebung in Gestalt einer Belastungszunahme der zuge-

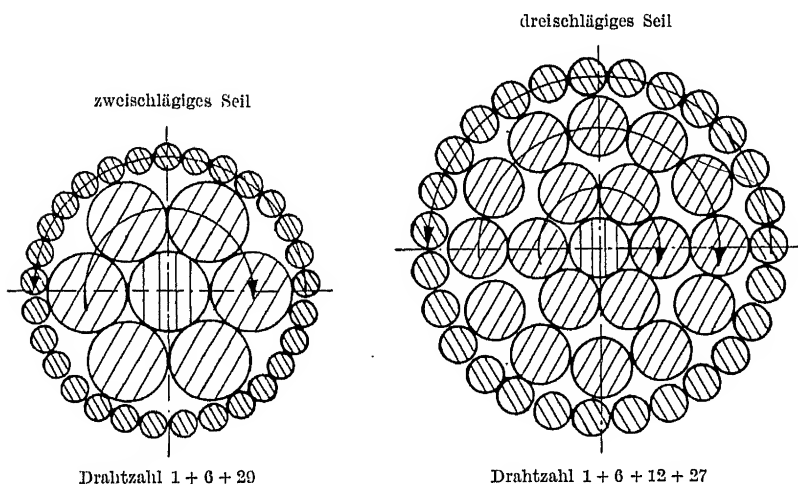


Abb. 11. Drehungsfreie Seilkonstruktionen.

drehten Schläge ein. Die maximale Belastungszunahme, die im Symmetriepunkt auftritt, beträgt innerhalb der Proportionalitätsgrenzen beim einschlägigen Seil für die Seele 600%, beim zweischlägigen Seil für den Schlag 1 93% und beim dreischlägigen Seil für Schlag 2 62%. Diese Belastungsverteilung ist bei größeren Einspannlängen (ungefähr über 30 m) unabhängig von der Einspannlänge, vom Seilquerschnitt und von der Größe der Belastung. In der Tatsache der Überbeanspruchung einzelner Schläge liegt die Ursache des Reckens und des Reißens von Seilen der bisherigen Normalkonstruktion bei Belastungen, die sich noch weit unter der rechnerischen Bruchfestigkeit des Seiles befinden.

Beim drehungsfreien Seil wird durch Wahl eines geringeren Einzeldrahtquerschnittes für den äußeren Schlag das resultierende Seildrehmoment zu Null gemacht, so daß keine Drehung des Seiles und somit keine Belastungsverschiebung eintreten kann. In Abb. 11 sind die



Konstruktionen des zwei- und dreischlägigen drehungsfreien Seiles gezeigt.

Beim zweischlägigen Seil verhält sich der Außendrahtdurchmesser zum Innendrahtdurchmesser wie 1:2,85, beim dreischlägigen Seil wie 1:1,59. Versuche mit diesen Seilen haben den theoretischen Erwartungen vollkommen entsprochen. Naturgemäß ist infolge der Mehrarbeit, die durch die Konstruktion dieses Seiles bedingt ist, der Preis dieser drehungsfreien Seile etwas höher als der bisherigen normalen Seile, und zwar beträgt die Erhöhung bei Cu-Seilen rd. 4,5%, bei den Al-Seilen rd. 5%. Dieser Mehrpreis ist aber durch die höhere Betriebssicherheit und Lebensdauer dieser Seile mehr als aufgewogen.

### *c. Schwingungen von Leitungen*

*Dipl.-Ing. Lux*

#### I. Vorbemerkung

Schwingungen der Freileitungsseile in vertikaler Richtung mit verhältnismäßig geringer Amplitude und hoher Frequenz (Vibrationen) treten bei mäßig starken Winden quer zur Leitungsrichtung auf. Erst in neuerer Zeit, besonders seitdem mit Rücksicht auf die Korona-verluste Freileitungsseile mit großem Durchmesser verwendet werden, wird diesen Schwingungen besondere Beachtung geschenkt.

#### II. Ergebnisse der theoretischen und experimentellen Untersuchungen über die Seilschwingungen

- a. *Die Ursache der Seilschwingungen* ist die Luftwirbelablösung am Seil, wodurch auf das Seil periodische Kraftwirkungen nach oben und unten (senkrecht zur Strömungsrichtung der bewegten Luft) ausgeübt werden.
- b. *Die Frequenz der Seilschwingungen* ist bis zu einer gewissen Grenze identisch mit der Wirbelablosungsfrequenz, die nach der Erfahrungformel

$$f_w = 0,182 \frac{v}{d}$$

aus der Komponente der Windgeschwindigkeit senkrecht zur Seilrichtung  $v$  (cm/s) und Seildurchmesser  $d$  (cm) berechnet werden kann. Bei größeren Windgeschwindigkeiten  $v$  wächst die Seilfrequenz nicht mehr gleichzeitig mit  $f_w$ .

- c. Von besonderem *Einfluß auf die Seilschwingungen* sind:

1. *Seildurchmesser und spezifisches Gewicht der Seile.*

Je größer der Seildurchmesser im Verhältnis zur Seilmasse ist, desto stärker wird die Schwingungstendenz des Seiles.

2. *Seiloberfläche.*

Glatte Oberfläche begünstigt die gleichmäßige Wirbelablösung. Regennasse, betaute oder bereifte Seile schwingen wesentlich schwächer als trockene. Dagegen wurden bei Glatteisüberzug sehr starke Schwingungen beobachtet.

### 3. Windstärke und Windrichtung zum Seil.

Am stärksten schwingen die Seile bei stetigen Winden von 2 bis 6 m/s senkrecht zur Seilrichtung (Resonanzerscheinungen). Der „kritische“ Windbereich ist je nach Zugspannung, spezifischem Gewicht der Seile und wahrscheinlich auch je nach Spannweite verschieden. Bei sehr starken Winden schwingen die Seile überhaupt nicht mehr. Leitungen im offenen, flachen Terrain werden im allgemeinen weit mehr durch Schwingungen gefährdet als solche im bergigen und waldigen Gelände, wo sich gleichmäßige Winde seltener ausbilden können.

## III. Folgen der Seilschwingungen

Ermüdungsbrüche bei Seiladern an oder in den Klemmen (Reflexionspunkte der Schwingungen).

## IV. Abwehrmaßnahmen

### a. Verwendung geeigneter Trag- und Abspannorgane.

Die Klemmen für Seile mit größerer Schwingungstendenz sollen besonders folgenden Forderungen genügen:

1. geringes Gewicht der Klemmen,
2. im Aufhängepunkt in Höhe der Seilachse schwenkbar,
3. große Preßflächen, geringer, möglichst kontrollierbarer Anpressungsdruck.

### b. Verwendung von Schwingungsdämpfern am besten in Verbindung mit den Trag- und Abspannorganen (schwingungsdämpfende Klemmen).

### c. Entsprechende Gestaltung der Seile (unregelmäßige Oberfläche).

### d. Verwendung eines Werkstoffes mit besonders hoher Schwingungsfestigkeit.

### d. Armaturen für Freileitungen mit besonderer Berücksichtigung der Leitungsschwingungen.

## Netzger

## I. Vorwort

Bei den an Freileitungen auftretenden Schwingungen wird unterschieden zwischen den Schwingungen mit kleiner Frequenz, großer Amplitude und großer Wellenlänge und Schwingungen mit großer Frequenz, kleiner Amplitude und kleiner Wellenlänge. Die Schwingungen der ersten Art werden verhältnismäßig selten, die Schwingungen der zweiten Art dagegen häufig beobachtet. Die Aufhänge- und Abspannpunkte der Leitungen werden infolge der größeren Masse der Klemmen zwangsläufig zu Schwingungsknoten.

## II. Folgen der Schwingungen

Die Folgen der Leitungsschwingungen sind Ermüdungsbrüche einzelner Seiladern, vorwiegend an den Tragklemmen, weniger an den Abspannklemmen.

### III. Abhilfemittel

1. *Gegen Schwingungen mit kleiner Frequenz, großer Amplitude und großer Wellenlänge:*

Um die schädlichen Auswirkungen dieser Schwingungen zu vermeiden, werden die Tragklemmen „schwingungsdurchlässig“ ausgebildet. Die Klemmen erhalten ein möglichst geringes Gewicht

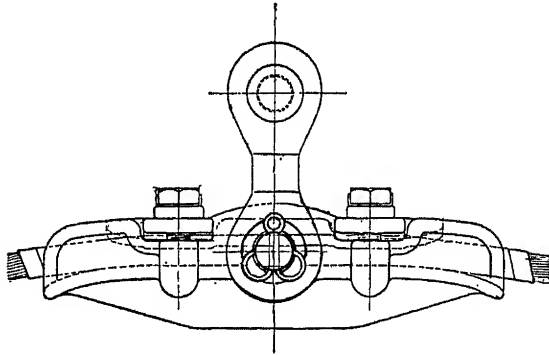


Abb. 12. Schwingungsdurchlässige Tragklemme.

und sind um eine mittlere Achse in Höhe der Leitermitte drehbar angeordnet (als Beispiel s. Abb. 12). Die Schwingungen werden nicht reflektiert, sondern pflanzen sich nahezu ungedämpft über die Tragklemme hinweg fort.

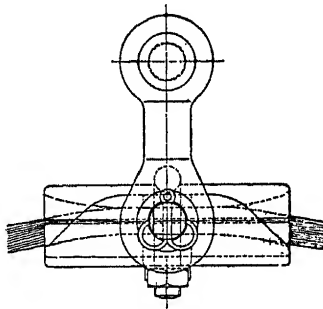


Abb. 13. Klemme mit trompetenartig erweiterter Bohrung.

2. *Gegen Schwingungen mit großer Frequenz, kleiner Amplitude und kleiner Wellenlänge:*

Gefährlicher sind Schwingungen dieser Art; sie haben eine so große Frequenz, daß die Klemmenmasse nicht in Bewegung gesetzt wird. Sie erzeugen an den Klemmstellen Bieungsbeanspruchungen, die sich der vorhandenen statischen Zugbeanspruchung und der je nach der Form der Klemmen verschiedenen großen Kerbbeanspruchung überlagern. Die Dauerbeanspruchung der

Leitungen an den Klemmstellen muß in zulässigen Grenzen gehalten werden; dies kann durch folgende Mittel geschehen:

- a. Durch Verstärken der Leitung in der Klemme und in unmittelbarer Nähe derselben z. B. durch Umwicklung mit Metallband; die Leitung wird dadurch „biegungssteifer“.
- b. Durch Vermeidung von zu großer spezifischer Druckbeanspruchung in den Klemmen und der Kerbwirkung an den

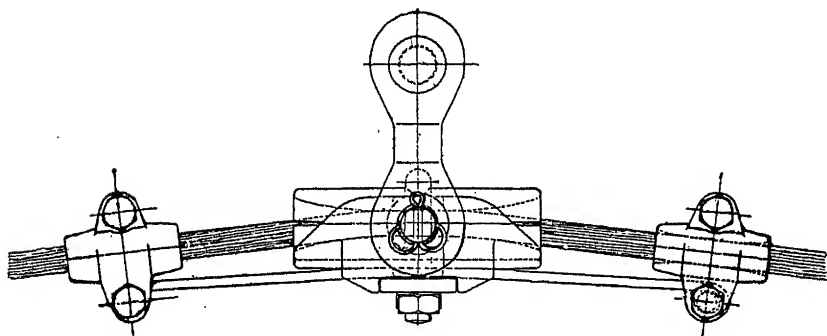


Abb. 14. Hauptklemme mit federnd verbundener Vorsatzklemme.

Kanten der Klemmstellen, z. B. durch eine Klemme mit trompetenartig erweiterter Bohrung (s. Abb. 13). Die zusätzlichen Biegungsbeanspruchungen treten nicht an einer Stelle auf, sondern verteilen sich auf eine größere Länge der Leitung.

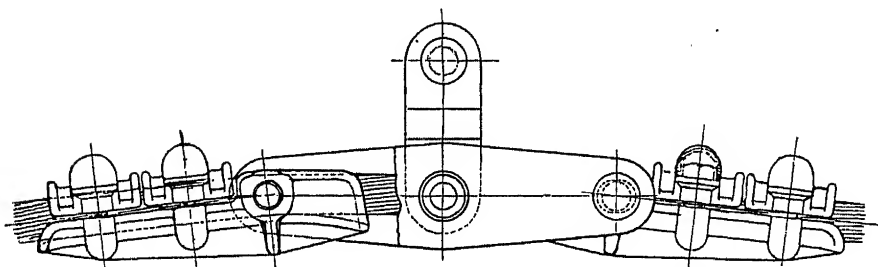


Abb. 15. Tragklemme für großen Seildurchmesser mit Einstellmöglichkeit.

- c. Durch Vermehrung der beanspruchten Leitungsstellen und dadurch Verkleinerung der spezifischen Beanspruchung, z. B. durch Anbringen von ganz leichten, beweglichen Vorsatzklemmen, die mit der Hauptklemme federnd verbunden sind (s. Abb. 14).
- d. Die einzelnen Mittel können auch kombiniert werden. Bei besonders schweren Seilen mit großem Durchmesser, besonders bei Hohlseilen, die an sich schon biegungssteifer sind, ist es notwendig, den Tragorganen eine Einstellmöglichkeit nach dem

jeweiligen Leitungsdurchhang zu geben, damit an den Austrittsstellen der Leitung aus den Klemmen keine zusätzlichen Biegebbeanspruchungen auftreten (s. Abb. 15).

Die Schwingungen mit kleiner Frequenz, großer Amplitude und großer Wellenlänge erzeugen Drehbewegungen der Tragklemmen, vorwiegend um die mittlere Achse, die Schwingungen mit großer Frequenz, kleiner Amplitude und kleiner Wellenlänge vorwiegend um die seitlichen Achsen.

Für die Abspannklemmen gelten sinngemäß dieselben Forderungen wie für die Tragklemmen.

### III. Isolationstechnik

*J. F. Scheid*

#### *a. Die keramische und brenntechnische Seite*

Noch vor wenigen Jahren hatte man in den technischen Porzellan erzeugenden Fabriken *Einheitsmassen*, die von Betriebskeramikern geschaffen worden waren und die teilweise Jahrzehnte hindurch ohne wesentliche Veränderungen beibehalten wurden. Diese Einstellung der Betriebe ist insofern verständlich, als erfahrungsgemäß jede Umstellung der Massen Schwierigkeiten im Herstellungsprozeß, Trocken- oder Brennprozeß mit sich brachte. Erst die in den letzten Jahren bei den führenden Fabriken einsetzende systematische wissenschaftliche Erforschung der Zusammenhänge: Masseversatz, Aufbereitungsverfahren, Trockenprozeß, Brennverfahren, Glasur usw. ermöglichte es, *Spezialmassen* für die immer mehr wachsenden Anforderungen, die an das Fertigfabrikat gestellt werden mußten, zu schaffen. Heute werden für die Fertigfabrikate je nach der besonderen Beanspruchung, sei es in mechanischer, in elektrischer oder in thermischer Beziehung, Spezialmassen verwendet, die für den jeweiligen Verwendungszweck die günstigsten Eigenschaften besitzen. Beispielsweise wird für den Motorisolator, bei welchem ein Porzellanstab bewußt auf Zug beansprucht wird, eine Masse verwendet, die eine besonders hohe mechanische Festigkeit bei geringerer elektrischer Festigkeit aufweist. Der Scherben des Motorisolators wird tatsächlich in elektrischer Beziehung kaum beansprucht, so daß diese Eigenschaft des Materials zugunsten der mechanischen Eigenschaften zurücktreten kann. Isolatoren, die mechanisch weniger, elektrisch aber sehr hoch beansprucht werden, werden aus einer Masse angefertigt, die besonders günstige elektrische Eigenschaften hat. Im Zusammenhang mit der Schaffung von Spezialmassen wurde natürlich auch besonderer Wert auf die Ermittlung besonderer *Spezialglasuren* gelegt. Dabei wurde festgestellt, daß man durch Einführung besonderer Glasuren insbesondere die mechanische Festigkeit wesentlich erhöhen kann, ohne daß die sonstigen Eigenschaften des Materials irgendwie leiden.

Die Verwendung verschiedener Massen setzte ein eingehendes Studium des *Brennprozesses* voraus. Gründlichste und sorgfältigste Beobach-

tung und Kontrolle des Brennvorganges ermöglichen die Herstellung selbst der schwierigsten keramischen Körper mit den oben erwähnten Spezialeigenschaften unter Anwendung wirtschaftlichster Brennverfahren. Ein besonderes Augenmerk wurde in den letzten Jahren auf die Verbesserung des *Trockenprozesses* gelegt. Allgemein hat sich die sogenannte Feuchttrocknung eingeführt, wobei die Isolatoren in besonderen Trockenkammern zunächst unter Einhaltung einer relativen Feuchtigkeit von etwa 85% auf 40 bis 45° Temperatur erwärmt werden, worauf die Feuchtigkeit ganz langsam durch Erhitzen auf 70 bis 80° und Verminderung des Feuchtigkeitsgehaltes der Trockenkammer dem Körper von innen aus entzogen wird. Dieses Verfahren ermöglicht einmal, die Trockenzeit wesentlich abzukürzen, weiter aber, was noch wichtiger ist, selbst die größten und schwierigsten Stücke in sehr kurzer Zeit risse- und spannungsfrei zu trocknen.

#### b. Die konstruktive Seite

Die schlechten Erfahrungen, die nach verhältnismäßig kurzer Betriebszeit mit den ursprünglich „starr“ gekitteten Isolatoren allgemein in der Welt gemacht worden sind, haben bewirkt, daß Umkonstruktionen auf zwei verschiedenen Wegen vorgenommen wurden. Zunächst hat man versucht, durch *elastische Anstriche* oder sonstige *Zwischenmittel* zwischen Porzellan und Zement oder zwischen Metall und Zement, soweit letzterer als Bindemittel verwendet worden ist, einen Ausgleich für den höheren Wärmedehnungskoeffizienten des Zements bzw. der Metallbeschläge zu schaffen.

Die „elastische“ Kittung bringt zwar eine Verlängerung der Lebensdauer gegenüber den älteren starr gekitteten Isolatoren, dagegen ist die mechanische Festigkeit wesentlich geringer.

Aus diesem Grunde hat man sich in Deutschland, trotzdem mit den „elastischen“ gekitteten Isolatoren in über fünfzehnjährigem Betrieb im In- und Ausland gute Erfahrungen gemacht worden sind, dem zweiten Entwicklungsweg zugewandt und *kittlose* (d. h. ohne Kittung von Klöppel oder Stütze) *Hänge- und Stützenisolatoren*-Konstruktionen geschaffen, die heute in Deutschland fast ausschließlich verwendet werden und die sich auch bereits in der ganzen Welt eingeführt haben. Die *kittlosen* Kettenisolatoren der *Kappentype* zeichnen sich dadurch aus, daß der Klöppel im Innern des Isolatorkopfes ohne jeden Kitt mittels einer Armatur befestigt wird, welche die am Klöppel angreifende Zugkraft auf ein ringförmiges, durch eine kammerartige Erweiterung des Klöppelloches gebildetes Widerlager des Porzellankörpers als Druckkraft überträgt. Die Kraftübertragung erfolgt dabei in der Regel durch Zwischenstücke zwischen dem am Ende verstärkten Klöppel und dem ringförmigen Widerlager. Je nach der Art dieser Zwischenstücke (Klöppelarmatur) sind in Deutschland eine große Reihe von kittlosen Kettenisolatorentypen entstanden, deren erste der sogenannte Kugelpfisolator war, bei dem eine in den kammerartigen Hohlraum eingeschundene Porzellankugel verwendet wurde. Bei späteren Konstruktionen, z. B. dem V-Isolator, dem Kegelpfisolator, dem Teltow-

C-Isolator, den Federringisolatoren usw. dienen als Zwischenstücke nachträglich eingebrachte Metallteile, die innerhalb des Isolators bei dem Zusammenbau eine zweckentsprechende Formänderung erfahren. Fast bei allen derartigen kittlosen Kettenisolatoren werden die Klöppelarmaturen durch einen Metallverguß (Bleilegierungen), im Innern des Hohlraumes festgelegt, der bei den meisten Bauarten auch noch dazu dient, eine möglichst gleichmäßige Druckübertragung zu gewährleisten. Alle diese Isolatorenkonstruktionen sind nach dem gleichen Prinzip gebaut. Bei den Veränderungen in der Form der Klöppelbefestigung handelt es sich nur um kleine fortschreitende Verbesserungen, es kann aber schon heute gesagt werden, daß der *kittlose Isolator*, der nunmehr seit 1920 im Betrieb ist, *sich glänzend bewährt hat*.

Knapp zusammengefaßt kann man die verschiedenen Bauarten der Kappenisolatoren wie folgt kennzeichnen:

starr gekittete Ausführung . . . . .	hohe Festigkeit,
(früheste Bauart)	geringe Lebensdauer,
elastisch gekittete Ausführung . . . . .	geringe Festigkeit,
	größere Lebensdauer,
kittlose Ausführung . . . . .	höchste Festigkeit,
	größte Lebensdauer.

Neben den Kettenisolatoren der Kappentype wird, namentlich in Deutschland und der Schweiz, seit einer Reihe von Jahren noch eine Type von Kettenisolatoren verwendet, bei welcher der keramische Werkstoff bewußt auf Zug beansprucht wird; der *Vollkern-* oder *Motorisolator*, so genannt nach der Lizenzinhaberin, der Motor-Columbus-A.G. in Baden/Schweiz. Diese Bauart ist gekennzeichnet durch einen verhältnismäßig lang gestreckten, massiven, also völlig durchschlagsicheren Isolator kern, auf dessen konisch ausgebildeten Enden beiderseits eine meist aufgebleite Metallkappe zur Aufnahme der Verbindungsarmatur befestigt ist. Um die erforderliche Überslagssicherheit, auch bei Regen, zu erzielen, wird der Isolatorstrunk mit zwei Schirmen versehen. Der Motorisolator stellt ganz besondere Anforderungen in keramischer Beziehung. Durch die schon oben erwähnte Schaffung von Spezialmassen und die Anwendung besonderer Herstellungsverfahren ist es gelungen, den Isolator vollkommen betriebssicher herzustellen.

Bei *Stützenisolatoren*, die in Deutschland fast *nur* noch *kittlos* hergestellt und verwendet werden, hat man noch einen *dritten Weg* zur Vermeidung der mit gekitteten Isolatoren überall gemachten schlechten Erfahrungen beschritten, und zwar werden, entsprechend den außerordentlich guten keramischen Fortschritten der deutschen Industrie, heute Stützenisolatoren in großer Anzahl *einteilig* hergestellt und mit bestem Erfolg verwendet. Selbst die größten Stützenisolatoren mit weit ausladenden Schirmen können heute aus einer elektrisch hochwertigen Masse einteilig ausgeführt werden. Soweit man bei mehrteiligen Isolatoren geblieben ist, werden — aus den gleichen Gründen wie bei Hängeisolatoren — die Teile kittlos durch das sog. Hanfverfahren miteinander vereinigt. Dieses Verfahren ist aus der in Europa üblichen

Gewohnheit, Eisenstützen mit Isolatoren mittels Hanf zu befestigen, entstanden. Dieses Verfahren hat sich in über 20jährigem Betrieb sehr gut bewährt, auch Stützenisolatoren, bei denen die Porzellanteile zusammengehanft sind, befinden sich bereits seit 8 bis 10 Jahren mit bestem Erfolg im Betrieb. An Stelle von Hanfung wurde auch Einbleien der Stützen angewendet.

### c. Festigkeitsziffern

Die eingangs erwähnte Einführung von Spezialmassen mit besonders hohen elektrischen und mechanischen Eigenschaften ermöglichte es, auch die für die Bewährung der Isolatoren im Betriebe maßgebenden Werte ständig zu steigern. Beispielsweise ist die unter Öl ermittelte *Durchschlagsfestigkeit* von gewöhnlichen Kettenisolatoren in den letzten Jahren von 130 bis 150 kV auf 220 bis 240 kV gesteigert worden. Die Durchschlagsfestigkeit, d. h. die spezifische Durchschlagsspannung, ermittelt an VDE-mäßig genormten Probekörpern, beträgt jetzt je nach der Wandstärke etwa 30 bis 40 kV/mm und kann bei Spezialmassen sogar bis 45 kV/mm gesteigert werden.

Besonders auffällig ist jedoch die Verbesserung der *mechanischen Eigenschaften* des Porzellans. So konnte die *Zugfestigkeit*, die besonders für die vorerwähnten Vollkernisolatoren von größter Bedeutung ist, in wenigen Jahren so verbessert werden, daß Motorisolatoren, die noch vor 5 bis 6 Jahren nur Vollbruchbelastungswerte von 3 bis 4 t aufwiesen, heute bei den gleichen Abmessungen, jedoch unter Verwendung von Spezialmassen, Festigkeitswerte von 10 bis 12 t besitzen. Besonders bemerkenswert ist, daß diese Leistungssteigerung nicht etwa durch geringere Scherbendichte erkaufte ist, sondern der Scherben dieser Isolatoren in bezug auf Fehlen jeglicher Porosität den höchsten Anforderungen entspricht, wodurch sich das deutsche Porzellanisolatormaterial schon von jeher ausgezeichnet hat.

Auch bei Kappenisolatoren mit kittloser Klöppelbefestigung ist die Verbesserung der mechanischen Eigenschaften des Porzellans deutlich erkennbar. Während frühere Isolatoren gekitteter Bauart nur *Bruchwerte* von 3 bis 4 t besaßen, zeigen entsprechende Isolatoren neuerer Bauart Bruchwerte von 11 bis 12 t und Isolatoren mit entsprechend größeren Abmessungen sogar Bruchwerte von 20 bis 25 t. Auch das Verhalten der Isolatoren bei *gleichzeitiger elektromechanischer Beanspruchung* konnte durch geeignete Konstruktionsmaßnahmen ganz wesentlich verbessert werden.

Endlich sei noch das günstige Verhalten heutiger Isolatoren gegenüber thermischen Beanspruchungen hervorgehoben. Durch Wahl geeigneter Masse- und Glasurversätze, wie auch durch zweckentsprechende Formgebung konnte erreicht werden, daß plötzliche Temperaturdifferenzen von jeder praktisch vorkommenden Höhe, auch bei den keramisch schwierigsten Körpern, so auch bei Stücken mit allergrößten Abmessungen ohne jeden Schaden beliebig oft vertragen werden und die Isolatoren selbst gegen Hochleistungslichtbogen eine überraschende Widerstandsfähigkeit beweisen.



Bemerkenswert ist dabei die große Gleichmäßigkeit der Erzeugnisse und geringe Streuung der Einzelwerte, was am besten die außerordentlichen Fortschritte bestätigt, die durch die auf streng wissenschaftlicher Grundlage beruhenden zielbewußten Arbeiten der deutschen keramischen Industrie erreicht worden sind.

#### IV. Bestimmungen zum Schutze der Öffentlichkeit

*Dr.-Ing. H. Fröhlich*

Die vom Verband Deutscher Elektrotechniker herausgegebenen „Vorschriften für die Errichtung und den Bau von Starkstromfreileitungen“ sind neben Bedingungen für die Sicherheit des Betriebspersonals in erster Linie Bestimmungen zum *Schutz der Öffentlichkeit*. Dieser Schutz wird zwar schon erreicht, wenn die allgemein für die Starkstromfreileitungen gültigen Bestimmungen dieser „VDE-Vorschriften“ eingehalten sind, doch sind bei erhöhter Gefahrenmöglichkeit noch weitere, über diese allgemeinen Bestimmungen hinausgehende „Besondere Bestimmungen“ getroffen. Erhöhte Gefahrenmöglichkeit für die Öffentlichkeit ist dabei angenommen bei der Überquerung von Ortschaften, bewohnten Grundstücken und gewerblichen Anlagen sowie bei der Kreuzung von verkehrsreichen Fahrwegen, Fernmeldeleitungen und solchen Starkstromleitungen, die unmittelbar in bewohnte Gebäude eingeführt werden, und schließlich bei der Kreuzung von Fernmeldeleitungen der Deutschen Reichspost, Eisenbahnen des allgemeinen Verkehrs und von Reichswasserstraßen.

Bei der *Überquerung von Ortschaften, bewohnten Grundstücken oder gewerblichen Anlagen* erstrecken sich die besonderen Schutzmaßnahmen auf die Ausführung der Maste, der Leitungen und auf die Wahl der Isolation:

Alle Maste müssen unter etwas schärferen Belastungsannahmen als sonst berechnet werden; Holzmaste — sowohl Gittermaste als auch einfache oder doppelte Stangen — sind besonders wirksam gegen Fäulnis zu schützen; Holzstangen müssen einen größeren Durchmesser als in normalen Fällen haben, so daß sie eine größere mechanische Sicherheit aufweisen.

Die Leitungen, die sonst außer als Seile auch als massive Drähte ausgeführt werden dürfen, müssen aus Seil bestehen, wobei noch gewisse höhere Mindestquerschnitte vorgeschrieben sind. Die Isolation muß erhöht werden, um Lichtbogenüberschläge an diesen Stellen zu vermeiden und damit ein Herabfallen der spannungsführenden Leitungen zu verhindern, oder aber es müssen Maßnahmen getroffen werden, die etwa auftretenden Lichtbögen für die Leitungen unschädlich zu machen. Diese Maßnahmen bestehen bei Stützenisolatoren in der Anordnung eines als Sicherheitsbügel bezeichneten Hilfsseiles oder in der Aufhängung der Seile an je zwei Isolatoren, bei Kettenisolatoren dagegen in der Verwendung von Doppelketten.

Bei der *Kreuzung von verkehrsreichen Straßen* sind mit Rücksicht auf den starken, auch bei Nacht stattfindenden Verkehr schnell fahrender,

motorischer Fahrzeuge Bestimmungen getroffen, die über die eben genannten Vorschriften hinausgehen:

Isolatorenketten müssen oben und unten mit Schutzhörnern oder Schutzringen versehen sein.

Leitungen müssen im Kreuzungsfeld aus einem Stück bestehen. Der Abstand der Leitungen von der Fahrbahn, der sonst mit 6 m vorgeschrieben ist, muß 7 m betragen und darf auch im ungünstigsten Falle, z. B. bei Leitungsbruch in den Nachbarfeldern, nicht kleiner als 5 m werden, so daß unter allen Umständen eine freie Durchfahrt gewährleistet ist.

Handelt es sich aber um die Kreuzung einer *verkehrsreichen Straße* einer *Großstadt*, dann ist als weitere Sicherheitsmaßnahme vorgesehen,

daß die Leitungen im Kreuzungsfelde mit höchstens 75 % der sonst zugelassenen Höchstzugspannung verlegt werden.

Werden Freileitungen *in* Straßen einer Großstadt geführt, so sind außer den bereits genannten Sicherheitsmaßnahmen noch Vorkehrungen bei der Wahl der Isolatoren derart zu treffen,

daß die Leitungen an Doppelketten aufgehängt werden müssen, die mit Schutzhörnern oder Schutzringen oben und unten zu versehen sind.

Bei der *Kreuzung von Fernmeldeleitungen* und unmittelbar *in bewohnte Gebäude eingeführten Starkstromleitungen* mit Freileitungen, die Betriebsspannungen über 1000 V führen, ist in den Vorschriften besonderer Wert darauf gelegt,

daß eine Berührung von beiden Leitungen unter allen Umständen vermieden wird. Zu diesem Zweck wird verlangt, daß zwischen den beiden Leitungssystemen Schutzleitungen geführt werden, die herabfallende Leitungen auffangen können, abgesehen davon, daß die obenliegenden Leitungen die gleiche Sicherheit aufweisen müssen wie bei der Überquerung von Ortschaften, bewohnten Grundstücken oder gewerblichen Anlagen.

Die Vorschriften für die *Überkreuzung von Postleitungen, Eisenbahnen* und *Reichswasserstraßen* gehen davon aus, daß diese Anlagen wegen der *ständigen* Gefahr für Leib und Leben des Publikums und der Beamten besonders geschützt werden müssen. Die wesentlichen Merkmale dieser Vorschriften, die sich sonst den vorgenannten Bestimmungen anschließen, sind:

geringere Zugspannungen der Leitungen, entsprechende Abstände von den zu kreuzenden Anlagen und höhere Sicherheit der Maste, die unter der ungünstigen Annahme zu berechnen sind, daß entweder alle oder zum mindesten der größere Teil der Leitungen in den anschließenden Feldern als gerissen anzunehmen sind.

Auch bei Parallelführungen von Starkstromleitungen mit den vorgenannten Anlagen bestehen entsprechende Sicherheitsvorschriften, die sich den obenerwähnten Vorschriften angleichen.

## Résumé

La technique des *conduites libres* s'est occupée, dans les temps passés, en ce qui concerne les problèmes plutôt mécaniques des conduites libres en Allemagne, moins des principes constructifs de l'installation complète, que de l'étude approfondie de certains problèmes particuliers, en se basant sur l'expérience acquise par la pratique. La plupart de ces problèmes ont été résolus entretemps, d'une façon complètement satisfaisante.

En ce qui concerne les *supports* d'une conduite libre, la technique s'est surtout orientée vers la disposition des conduites aux têtes de support. En même temps, on a constaté en Allemagne, une évolution de la forme en tronc de sapin, usitée jusqu'il y a quelques années, en faveur de la charpente triangulée avec grande entre-distance verticale et disposition purement horizontale des conducteurs.

En plus les techniciens se sont occupés d'éviter ou de faire face aux efforts de torsion qui se produisent lors des ruptures de conducteurs. A cet effet la technique fut orientée dans trois voies différentes :

Le calcul supplémentaire des mâts pour des efforts de torsion déterminés.

La fixation mobile des traverses de support au mât en vue d'éviter largement les efforts de torsion du mât.

Enfin, le remplacement des bornes fixes par des bornes à déclic.

Les *constructeurs* des câbles conducteurs se sont proposé d'égaliser les efforts dans les différents fils individuels qui constituent le câble, pour autant que possible. A cet effet ils ont mis au point des procédés convenables pour tourner les câbles et déterminé des pas spéciaux pour les tours, le mode particulier de tourner le câble étant destiné à annuler les efforts de torsion qui ont leur origine dans la fabrication du câble.

Les câbles ont été *calculés* en se servant des prescriptions allemandes pour les conduites à l'air libre, modifiées de façon que ce ne soit plus le rapport de la sollicitation à la charge de rupture par extension du câble qui soit considéré comme facteur de sécurité, mais que l'on considère la charge de rupture par sollicitation durable, qui tient compte de l'influence du temps sur la résistance à l'extension d'une matière, comme étant décisive pour la sécurité mécanique. On a procédé à des investigations particulières pour obtenir des câbles à tension également répartie sur les torons constitutifs. On avait constaté la naissance d'efforts transversaux dans la mise sous charge du câble, par suite de l'obliquité des torons, d'où la production de moments de torsion. Le moment résultant de tous les tours donne lieu à une torsion du câble, par laquelle les fils des différents tours subissent un accroissement ou une diminution de torsion d'autant plus la rotation relative de deux sections voisines par rapport à la position primitive est grande, d'autant plus grande est la différence des efforts par rapport à leur distribution primitivement uniforme. Dans le câble à distribution uniforme, on choisit un diamètre plus petit pour les fils extérieurs, de façon à ramener à zéro le moment résultant. De cette manière, il n'y a pas de torsion dans le câble, et il ne peut y avoir de répartition inégale des efforts.

Dans la technique des conduites à l'air libre, on s'est beaucoup occupé des *mouvements pendulaires*. On y a consacré des développements théoriques et des recherches expérimentales, ce qui a conduit à formuler les mesures à prendre pour éviter ces oscillations et leur conséquences funestes.

On a accordé une attention toute spéciale à la construction des *armatures pour lignes à l'air libre* qui n'exercent aucune influence nocive sur les câbles à la suite de leurs oscillations. De nombreux types de ces armatures ont été prévus pour des usages différents.

Afin d'augmenter la sécurité dans le fonctionnement des lignes à l'air libre, on a fait de grands progrès en Allemagne *dans la technique de l'isolation*. On a tendu vers l'amélioration des isolateurs par des mesures céramiques et thermiques, puis par des perfectionnements constructifs, en particulier en abandonnant le lutage intérieur des isolateurs. De ces mesures résulte une augmentation extraordinaire des propriétés mécaniques et isolantes des isolateurs construits en Allemagne.

Enfin, la pratique des lignes à l'air libre s'est intensément occupée des *prescriptions concernant* la sécurité publique, en se basant sur les résultats de l'expérience. Celles-ci ont été introduites par le Verband Deutscher Elektrotechniker dans les nouvelles instructions pour la construction et l'exécution des lignes à l'air libre à haute tension, et sont employées unanimement par toutes les administrations.

Deutschland

## Kraftübertragung durch Kabel

Zentralverband der deutschen elektrotechnischen Industrie und Vereinigung der Elektrizitätswerke

*Dr. W. Vogel und Mitarbeiter*

### Konstruktion und Aufbau der Kabel

*Dipl.-Ing. W. Pfannkuch*

Das Hochspannungskabel hat namentlich in dem letzten Jahrzehnt als Element der Kraftübertragung an Bedeutung gewonnen. Nachdem es auf dem Wege der Forschung gelungen war, die Vorgänge zu klären, die die Beständigkeit der Kabelisolation beeinträchtigen, und nachdem man Mittel und Wege gefunden hat, durch richtige Wahl der Baustoffe, durch sinngemäße Arbeitsverfahren und durch zweckmäßige Formgebung die Voraussetzungen ganz oder nahezu vollkommen zu beseitigen, die für den Zerfall des Isoliermaterials maßgebend sind, hat es sich gezeigt, daß ein in solcher Weise hergestelltes Kabel einen viel höheren Grad der Betriebssicherheit besitzt als die Freileitung. Diese Tatsache und die übrigen Vorzüge, welche das Kabel als Leitungsform besitzt, gaben den Anlaß, daß es bei neu zu erstellenden Anlagen, sofern sich seine Wahl nur irgendwie vertreten ließ, bevorzugt wurde, eine Tatsache, die anderseits befruchtend auf die Entwicklung der Kabel im Sinne einer immer zunehmenden Betriebsspannung gewirkt hat. So ist man von der Betriebsspannung von 30000 V, die zu einer gewissen Zeit als die höchstzulässige für ein Kabel angesehen wurde, rasch zu höheren Betriebsspannungen übergegangen. Es bestehen heute eine Anzahl von Anlagen, die mit verseilten Drehstromkabeln von 50—60000 V ausgeführt sind und von denen einige noch später hervorgehoben werden sollen.

Die Erforschung des Dielektrikums, das heute einheitlich aus Zellulose in Form von Papier und Imprägniermassen hergestellt wird, die aus mehr oder minder schwerflüssigen Ölen gegebenenfalls unter Harzzusatz bestehen, hat die Tatsache erkennen lassen, daß der Ausgangspunkt für die Erscheinungen, welche zur sog. schleichenden Zerstörung der Kabelisolation führen, die mehr oder minder gasgefüllten Hohlräume sind, die innerhalb der Isolationsschichten eingebettet sind. Zwar ist es mit den bis zu einer bedeutenden Höhe verfeinerten Fabrikationsmethoden wohl möglich, die anfängliche Füllung der Zellulose-

schichten so vollkommen durchzuführen, daß die Hohlräume praktisch zum Verschwinden kommen, d. h. jedenfalls so klein sind, daß sie sich im dielektrischen Bild des Kabels nicht nachweisen lassen. Aber es verbleibt doch eine außerordentliche Schwierigkeit in der Hinsicht, daß es praktisch unmöglich erscheint, diesen Anfangszustand vollkommen zu erhalten, wenn nicht besondere Kunstgriffe angewendet werden. Die Volumenabhängigkeit der für die Imprägnierung verwendeten Öle von der Temperatur bringt es bekanntlich mit sich, daß die Imprägniermasse in dem Kabel wandert, d. h. in radialer oder auch longitudinaler Richtung sich bei steigender Temperatur ausdehnt, ohne bei Wiederabkühlung in die ursprüngliche Lage zurückzukehren. Die Kräfte, welche die Imprägniermasse bei der thermischen Ausdehnung bewegen, sind infolge der Inkompressibilität derselben fast beliebig

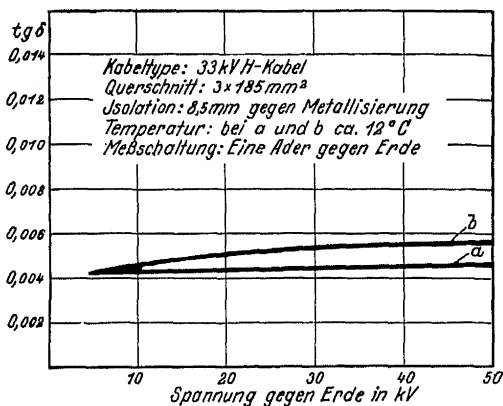


Abb. 1. Fehlwinkelcharakteristiken eines 33 kV-H-Kabels.

a Im jungfräulichen Zustand. b Nach 6 Erwärmungszyklen bis zu einer Leitertemperatur von  $60^\circ \text{C}$ .

große. Der Druck aber, der sie zurücktreibt, kann höchstens die Größe von einer Atmosphäre annehmen. Es ist deshalb wenig wahrscheinlich, daß die Verteilung der Masse nach Durchlaufen eines Temperaturzyklus die gleiche sein wird, als sie vorher gewesen ist. Vielmehr werden sich kleine Vakuumräume gebildet bzw. die etwa noch vorhandenen geringen Lufträume vergrößert haben, so daß damit Verhältnisse geschaffen sind, wie sie in einem Kabel vorhanden sind, das unter viel ungünstigeren Voraussetzungen imprägniert wurde. Es hat der intensivsten Arbeit bedurft, um Wege zu finden, auf denen diesen scheinbar unvermeidlichen Schwierigkeiten begegnet werden kann, aber es hat sich durch sorgfältige Anpassung der physikalischen Konstanten an die durch die geschilderten Erscheinungen bedingten Anforderungen wenigstens erreichen lassen, daß die Veränderungen mindestens innerhalb eines gewissen Temperaturbereiches auf einer geringen Größe gehalten werden, die zu wesentlichen Zerstörungsvorgängen im Kabel keinen Anlaß gibt. Die erwähnten Temperaturgrenzen, die einerseits durch

das europäische Klima, andererseits durch die in den Normen festgelegten Zahlen gegeben sind, dürfen jedoch nicht wesentlich überschritten werden, und es ist deshalb wahrscheinlich, daß in anderen Klimaten und bei der Notwendigkeit einer höheren thermischen Ausnutzung der Kabel die gegebenen Mittel nicht ausreichen werden, um die Stabilität derartiger Kabel in genügendem Umfange zu gewährleisten.

Auf der gleichen Linie liegen die Bestrebungen, das Verhältnis der Imprägniermasse zu dem Zellulosevolumen möglichst klein zu halten. Diese Überlegungen haben einerseits zur Anwendung schwerer bzw. verdichteter Papiere geführt, anderseits zu verschiedenen Maßnahmen, die die technologische Ausführung der Papierisolation betreffen. So ist man nicht nur dazu übergegangen, die Überlappung der einzelnen Papierbänder fast allgemein aufzugeben und die Papierstreifen nur in dicht aneinanderstoßenden Spiralen aufzuwickeln, sondern man hat auch durch Verbesserungen der Isoliermaschinen darauf hingewirkt, daß das Isolationsvolumen so vollständig wie möglich durch Papier gefüllt ist.

Daß zur Nachprüfung der Auswirkung derartiger Verbesserungen die bisherigen Prüfverfahren nicht geeignet sind, bedarf wohl keiner Erläuterung. Man betrachtet deshalb die übliche Spannungsprobe lediglich als ein Mittel zur Aufdeckung eines evtl. vorhandenen Fabrikationsfehlers und die Isolationsmessung nur als ein Kriterium für die Gleichmäßigkeit der Fabrikation. Die kritische Beurteilung der Kabel bedarf anderer Mittel, die in erster Linie durch die dielektrische Untersuchung der Isolation mit Hilfe der Scheringbrücke und ähnlicher Meßanordnungen gegeben sind. Der Verlauf der bekannten Charakteristik, welche die Abhängigkeit des Verlustwinkels von der Spannung darstellt, läßt ohne weiteres erkennen, ob die Imprägnierung der Kabel bis zu einer genügenden Vollkommenheit durchgeführt ist, ohne allerdings damit über die Beständigkeit dieses Zustandes, welcher die Stabilität der Isolation kennzeichnet, etwas auszusagen. Es ist daher üblich geworden, diese Untersuchung durch weitere zu ergänzen, die nach Vornahme eines Erwärmungszyklus ausgeführt werden, um dadurch die Größe der Veränderung erkennen zu lassen, die gegebenenfalls im Sinne der obigen Ausführung zustande gekommen ist. Natürlich ist, daß auch diese Untersuchung noch insofern unvollkommen ist, als sich die Verhältnisse nach wiederholter Erwärmung und Abkühlung immer weiter ändern können und in dieser Hinsicht nur eine Anschauung gewonnen werden könnte, wenn man eine sehr große Zahl solcher Proben und Messungen aneinander reihen würde. Man wird auf solche und ähnliche Untersuchungen bei der Wahl und Zusammenstellung geeigneter Rohstoffe nicht verzichten können, aber man kann vernünftigerweise derartige Proben nicht im Rahmen einer Fabrikatsprüfung durchführen und man hat deshalb deutscherseits auf die Aufnahme derartiger Prüfungen in die Normen mit Recht verzichtet, weil eine in bescheidenem Umfange durchgeführte derartige Untersuchung kein sicheres Bild über das Verhalten der betreffenden Isolation zu gewinnen gestattet. Daher sehen die deutschen Vorschriften nur eine einzige Verlustmessung vor, welche

natürlich nur eine allgemeine Information über die Qualität der Kabel zu geben imstande ist.

Ein Versuch, der einen recht weitgehenden Einblick, auf die verhältnismäßige Güte eines Kabels bezogen, in die Betriebsspannung zu geben geeignet ist, ist der Dauerversuch mit erhöhter Betriebsspannung, insbesondere deshalb, weil er in mehrfacher Wiederholung mit verschiedenen Prüfspannungen die Unterlagen für die sog. Zeitdurchschlagskurve ergibt, aus welcher diejenige Spannung abgeleitet werden kann, welche die betreffende Isolierschicht unendlich lange Zeit noch eben ertragen würde. Durch Bezugnahme dieser Spannung auf die Betriebsspannung kann ein Sicherheitsfaktor abgeleitet werden, der für die Beurteilung der vorliegenden Konstruktion von Bedeutung ist.

Angesichts der oben geschilderten schwierigen Verhältnisse, die durch die Massewanderung gegeben sind, ist es zu verstehen, daß man, vor die Aufgabe gestellt, Spannungen von 100000 V und darüber mittels Kabel zu übertragen, den Versuch gemacht hat, diese Erscheinungen durch einen Kunstgriff grundsätzlich zu beseitigen, indem man durch Wahl einer sehr dünnflüssigen Ölimprägnierung und durch Anordnung von longitudinalen Verbindungskanälen, die in der Regel innerhalb des Leiters, gegebenenfalls auch unter dem Bleimantel oder in den Zwickeln der Mehrfachkabel, angeordnet sind, die Möglichkeit für einen einwandfreien Ausgleich der thermischen Volumenänderung im hin- und rückläufigen Sinne schafft. Dieses Verfahren, das erstmalig von *Pirelli* praktisch angewendet wurde, ist auch in Deutschland, wie später ausgeführt wird, in einem Falle zur Anwendung gekommen, nachdem es in Amerika in mehreren Anlagen bereits mit gutem Erfolg verwendet wurde. Da es nach dieser Methode zweifellos möglich ist, die nachträgliche Entstehung von Hohlräumen mit großer Sicherheit zu vermeiden, so war von vornherein zu erwarten, daß dielektrische Zersetzungsvorgänge auf dieser Basis nicht zustande kommen konnten. Anderseits ist die leichtflüssige Imprägnierung wesentlich empfindlicher gegenüber Spannungsstößen, und sie ergibt durch die zusätzliche Apparatur Komplikationen in dem Aufbau der Anlagen und in ihrer Bedienung, die nur ungern hingenommen werden. Vor allem bereitet die Überwindung großer Höhenunterschiede bei einem solchen Kabel erhebliche Schwierigkeiten. Schließlich ist zu bedenken, daß die ganze Maßnahme im Zusammenhang steht mit den Temperaturgrenzen, die man für die betreffende Kabelübertragung zulassen will, und daß es zumindest bei mittleren und kleinen Querschnitten, wo der Hohlraum einen im Verhältnis zum Gesamtaderquerschnitt großen Anteil ausmacht, zweifelhaft sein kann, ob man nicht besser diesen Hohlraum mit Leitungskupfer ausfüllt zugunsten einer geringeren Betriebstemperatur bei gleicher Kabelbelastung. Die Meinungen der Fachleute sind deshalb heute noch sehr geteilt bezüglich der Notwendigkeit, solche Verfahren anzuwenden. Dies kennzeichnet sich am besten dadurch, daß neben der erwähnten Anlage auch andere heute bestehen, bei denen die bewegliche Ölfüllung nicht zur Anwendung kommt, vielmehr die bisherige Methode der Imprägnierung mit zähflüssigen Massen beibehalten worden



ist. Soweit die Laboratoriums- und Betriebsversuche erkennen lassen, besteht die Möglichkeit, noch bis zu Betriebsspannungen von 100 kV nach dem alten erprobten Verfahren zu arbeiten. Wenn die ausgeführten Anlagen sich bewähren, so würde kein Anlaß vorhanden sein, die Komplikation der leichtflüssigen Ölfüllung in den Betrieb solcher Kabel hereinzunehmen. Sollten noch höhere Betriebsspannungen für Kabel in Betracht gezogen werden, was schon deshalb sehr wahrscheinlich ist, weil die wirtschaftlichen Beziehungen für das Kabel günstiger werden, je höher die Betriebsspannung ist, so kann es nach dem heutigen Stande der Erkenntnis vielleicht notwendig sein, auf das Prinzip der leichtflüssigen Öle zurückzugreifen, wenn nicht inzwischen schon andere Wege gefunden worden sind, der Schwierigkeit der Hohlraumbildung Herr zu werden, wofür berechtigte Hoffnungen bestehen.

Es war schon oben angedeutet worden, daß nicht allein die Wahl der Rohstoffe und die Verbesserung der Arbeitsverfahren für die fortschrittliche Entwicklung des Kabels maßgebend gewesen sind, sondern auch die Formgebung. In dieser Hinsicht war von großer Bedeutung die Einführung der Adermetallisierung nach den Angaben von *M. Höchstädter*, die einerseits die günstigste Beanspruchung des Dielektrikums sicherstellte, anderseits die dielektrisch minderwertigen Beilaufschichten aus dem Bereich des elektrischen Feldes zog. Das sog. Drehstromgürtelkabel, welches bisher die alleinige Ausführungsform auch für Hochspannungskabel darstellte, ist damit in seiner Anwendung für hohe Spannungen praktisch ausgeschieden, und es ist sogar fraglich, ob diese Bauart für Niederspannungskabel noch Berechtigung hat, wenn man auch hier auf eine Metallisierung sinngemäß verzichten könnte. Mit der Einführung der Metallisierung wurde es möglich, die betriebsmäßige Beanspruchung der nunmehr allein in Frage kommenden festgewickelten Aderisolation so zu steigern, daß die Erreichung wesentlich höherer Betriebsspannungen ohne verhältnismäßige Steigerung der Dimensionen möglich war. Im Gegensatz zum Ausland wird in Deutschland für die Herstellung der Metallisierung kein Metallband, sondern aluminiumplattiertes Papierband verwendet, mit dem auch in jeder Hinsicht die besten Erfahrungen gemacht worden sind. Für Verhältnisse, die an die Grenzen der höchstzulässigen Beanspruchung herangehen, dürfte diese Ausführungsform auch die einzige mögliche sein, weil sie allein die Sicherheit ergibt, daß die Metallschicht in enger Verbindung mit den Isolierschichten ist und bleibt.

Es ist eigentlich überraschend, daß die Höchstädter-Konstruktion einer anderen Bauart der Drehstromkabel den Weg bahnen mußte, die mindestens zu gleicher Zeit schon bekannt war, und zwar dem Drehstromkabel, bestehend aus drei verseilten Einleiterkabeln unter einer gemeinsamen Armatur. Bei Kabeln dieser Bauart tritt an Stelle der Metallisierung eine Bleischicht, die gleichzeitig den luftdichten, äußeren Abschluß der Ader bildet und deshalb den gemeinsamen Bleimantel entbehrlich macht. Die radiale Beanspruchung der Isolation und die Entlastung des Beilaufes wird auch in diesem Falle erreicht und das Anliegen der Metallschicht an die Isolierschichten, das zwar weniger

vollkommen ist, wird in gewissen Grenzen den praktischen Bedürfnissen vollauf genügen. Dafür aber besitzt diese Bauart manche Vorteile, die für seine zunehmende Anwendung berechnete Aussichten bieten um so mehr, als man bei höheren Betriebsspannungen durch eine zusätzliche Metallisierung etwa bestehende Bedenken in dem letzterwähnten Sinne beheben kann. Erwähnt werden möge in dieser Hinsicht die äußerste Beschränkung des Tränkmassegehaltes, die höhere Belastbarkeit infolge der Verbesserung der Wärmeabfuhr und die leichtere Behandlung der Garnituren bei Verbindung und Endabschluß. Es erweckt den Anschein, als wenn diese Kabelbauart auch in Deutschland zu immer größerer Verwendung gelangen wird.

Ehe diese Verbesserung in die Erscheinung trat, unterlag es wohl keinem Zweifel, daß Drehstromkabel für eine höhere Spannung als 30000 V kaum wirtschaftlich ausgeführt werden konnten, und man ging in den Fällen, wo höhere Betriebsspannungen in Frage kamen, ohne weiteres dazu über, die Anlagen mit Einfachkabeln auszuführen. Heute wird man wohl bei Betriebsspannungen bis zu 60000 V die Ausführung der verseilten Kabel als die normale ansehen können, wenn nicht ganz besondere Verhältnisse eine Auflösung in Einphasenkabel verlangen. Die Überlegenheit der verseilten Ausführung liegt in der außerordentlich geringen Rauminanspruchnahme, der fast vollständigen Vermeidung der zusätzlichen Verluste und der Störung benachbarter Anlagen und der Möglichkeit, das Kabel mit beliebiger Bewehrung auszurüsten. Auch der Vorzug der Einphasenübertragung, der darin besteht, daß durch Hinzufügung eines vierten Kabels eine beschränkte Reserve vorgesehen werden kann, kann von dem verseilten Kabel in Anspruch genommen werden, da es wohl möglich erscheint, durch Hinzulegen einer vierten Ader eine Ersatzleitung vorzusehen, sofern durch geeignete Erdschlußkompensation und Sicherung dafür gesorgt wird, daß ein Übergreifen eines Fehlers auf die Nachbaradern mit Sicherheit vermieden wird. Bei dieser Sachlage dürfte heute lediglich das Gewicht der Fabrikationseinheit die obere Grenze bestimmen, bis zu welcher verseilte Kabel noch zur Anwendung kommen können. Unter der Voraussetzung, daß es möglich erscheint, die Materialanstrengung gegebenenfalls nach Einführung noch weiterer Verbesserungen noch etwas höher zu treiben, würde die Ausführung eines Drehstromkabels auch für 100000 V Betriebsspannung noch denkbar erscheinen. In der Regel wird bei dieser Betriebsspannung aber das Einphasenkabel den Vorzug verdienen, und es müssen die damit verknüpften Nachteile in Kauf genommen werden, die insbesondere durch die zusätzlichen Verluste, welche durch das Außenfeld hervorgerufen werden, bedingt sind. Durch genügend enge Anordnung der Einzelstränge können die Verluste in einer so geringen Größe gehalten werden, daß sie den durch die Höhe der Betriebsspannung gegebenen Wirkungsgrad nicht merklich beeinflussen, und es ist sogar möglich gewesen, durch Wahl geeigneter Eisenlegierungen ohne unverhältnismäßige Erhöhung der Verluste eine Armierung solcher Kabel durchzuführen in den Fällen, wo auf eine solche nicht verzichtet werden konnte.

Bezüglich der Notwendigkeit einer Armierung sind die Anschauungen zur Zeit in einer gewissen Wandlung begriffen. Bei der bis zum äußersten getriebenen Kalkulation moderner Übertragungsanlagen hat es sich gezeigt, daß die Kosten der Armierung immerhin eine nicht unerhebliche Rolle spielen, während ihr Wert in vieler Beziehung zweifelhaft erscheint. Selbstverständlich kann auf eine Bewehrung eines Kabels nicht verzichtet werden in all den Fällen, wo mit einer Zugbeanspruchung in der Kabelachse gerechnet werden muß und wo deshalb in der Regel eine Drahtarmatur zur Anwendung kommt. Die Bandarmatur jedoch, welche keine Längsfestigkeit besitzt und lediglich einen Schutz gegen mechanische Beschädigung darstellen soll, kann einen solchen offenbar nur in sehr bescheidenem Maße bieten. Die zur Anwendung kommenden Blechstärken leisten dem Eindringen eines Fremdkörpers nur einen geringen Widerstand. Ihre Beständigkeit gegenüber der Zerstörung durch Rostbildung ist naturgemäß gering, und diesen Tatsachen wird ja in der Regel auch dadurch Rechnung getragen, daß man über verlegten Kabeln Abdecksteine und ähnliche Schutzvorrichtungen vorsieht, um das Kabel überhaupt nicht in die Gefahr einer unmittelbaren Beschädigung kommen zu lassen. Man könnte nun noch einwenden, daß die Armierung einen gewissen Schutz für das Kabel solange biete, bis es seinen endgültigen Platz im Erdboden gefunden hat. Aber man muß sich dann erst recht fragen, ob hierfür der erhebliche Kostenaufwand gerechtfertigt ist, um so mehr, als inzwischen auf dem Gebiet der Verlegung der Kabel, wie weiter unten ausgeführt werden wird, so große Verbesserungen eingeführt worden sind, daß die mechanische Beanspruchung des Kabels auf das denkbar geringste Maß beschränkt werden konnte.

Der Einblick, der auf dem Wege der Forschung über die im Dielektrikum herrschenden Verhältnisse und die durch die Betriebsbedingungen veranlaßten Veränderungen derselben gewonnen worden ist, hat teilweise zu Abnahmebedingungen geführt, die vielleicht bei mäßigen Betriebsspannungen über das Notwendige hinausgehen. Man darf aber nicht vergessen, daß bereits zu Zeiten, in denen die Mittel und Wege für solche Forschungen noch nicht zur Verfügung standen, und wo die fabrizierenden Firmen beim Entwurf ihrer Konstruktionen auf die Ergebnisse von teilweise recht rohen und empirischen Proben und Versuchen angewiesen waren, schon Kabel hergestellt worden sind, die bereits eine ansehnliche Betriebsspannung besaßen, und daß diese sich in vieljährigem Betriebe vorzüglich bewährt haben, obwohl sie zweifellos nicht den Anforderungen entsprechen, die man heute an solche Kabel stellen würde. Mehrere Fabrikanten haben Gelegenheit gehabt, an Kabelstücken ihrer Lieferungen aus den Jahren 1909 bis 1912, die Strecken entnommen wurden, welche 15 bis 16 Jahre in ununterbrochenem Betriebe gewesen sind, Messungen zu machen, die in nachstehenden Kurvendarstellungen wiedergegeben sind. Es handelt sich um Kabel von 25 000 bzw. 30 000 V Betriebsspannung, die in der damals allein bekannten Gürtelbauart ausgeführt waren. Die Kurven lassen erkennen, daß bei diesen Kabeln schon im Bereich der Betriebsspannung gewisse Ionisa-

tionserscheinungen auftreten. Ihr Verhalten im Betrieb hat aber bewiesen, daß derartige Ionisationsvorgänge die Lebensdauer der Kabel nicht beeinflusst haben. Die in dem einen Fall nach einer Erwärmung

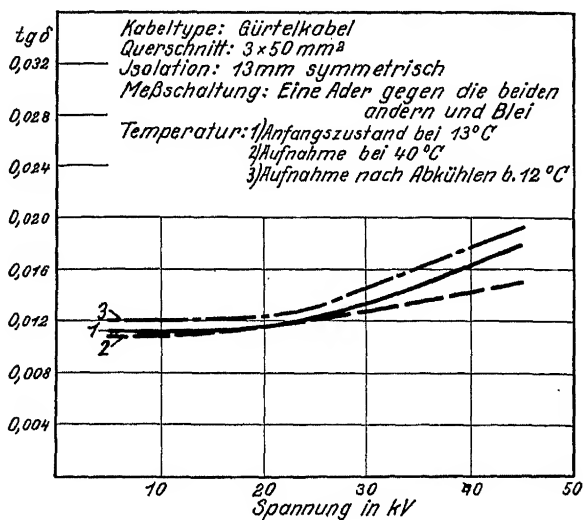


Abb. 2.

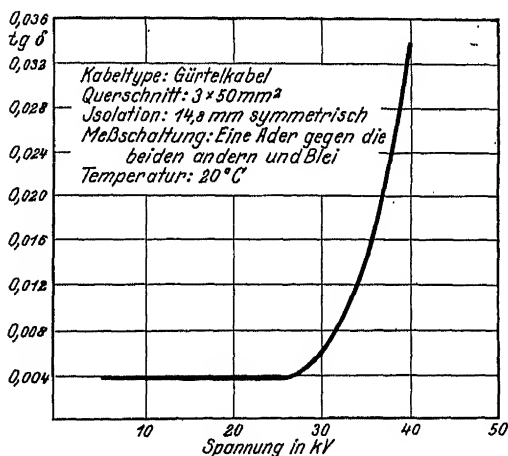


Abb. 3.

Abb. 2 u. 3. Fehlwinkelcharakteristiken von zwei Kabeln nach vieljähriger Betriebszeit.

und Wiederabkühlung vorgenommenen Messungen lassen sogar ein günstiges Verhalten gegenüber einem fabriktneuen Kabel erkennen insofern, als im Gegensatz zu diesem die Änderung der Fehlwinkelkurve nach einer Erwärmung relativ gering ist.

## Verlegung und Ausrüstung der Kabel

*Dr. W. Birnbaum und Dipl.-Ing. E. v. Wiarda*

In Deutschland werden die Starkstromkabel allgemein direkt im Erdreich verlegt. Während früher zum Schutz der Kabel gegen mechanische Beschädigungen sowie zum Schutz der Kabel gegeneinander vorwiegend Ziegelsteine oder mit Beton gefüllte Sandsäcke (Panzer) benutzt worden sind, geht man in den letzten Jahren besonders in den Großstädten vielerorts dazu über, für diesen Zweck besonders hergestellte Abdecksteine zu verwenden. Diese meistens als Hauben ausgebildeten, aus gebranntem Ton oder aus Zement hergestellten Abdecksteine haben gegenüber den Ziegelsteinen den Vorteil des geringeren Platzbedarfes und bei Verlegung mehrerer Kabel nebeneinander auch den der geringeren Kosten. Während der Panzer nur einmal verwendet werden kann, ist es möglich, die Abdecksteine nach Umlegungen oder auch an anderen Baustellen jederzeit wieder zu verwenden. In Großstädten, wo häufiger mit Aufgrabungen gerechnet werden muß, ist es von Vorteil, daß die Hauben durch ihre besondere Form sowie auch durch ihre Farbe sofort auf die Anwesenheit von Kabeln schließen lassen, so daß hierdurch der Beschädigung der Kabel noch weiterhin vorgebeugt wird.

Da die Übertragungsfähigkeit der Kabel mit Rücksicht auf die höchstzulässigen Übertemperaturen durch die Abdeckung sowie durch die Eisenschutzrohre oder Zementrohre bei Straßenkreuzungen, Einführungen in Häuser oder Schaltstationen herabgemindert wird, bemüht man sich neuerdings, diesem Übelstand durch Verbesserung der Wärmeableitung vom Kabel zu steuern. Während ein Kabel unter Berücksichtigung der vom VDE. zugelassenen Übertemperatur und unter Annahme der Einzelverlegung bei Verlegung in Rohr nur mit 86 % der bei der reinen Erdverlegung möglichen Leistung belastet werden darf, kann ein Kabel mit einer normalen Abdeckhaube, bei der zwischen dem Kabel und der Haube noch wesentliche Lufträume vorhanden sind, mit ca. 90 % belastet werden. Durch Ausbildung von Kabelhauben, die sich in ihren inneren Formen eng dem Kabeldurchmesser anschmiegen, so daß die für die Wärmeableitung ungünstigen Lufträume vermieden werden, ergibt sich bereits eine Belastungsmöglichkeit von 95 %. Fast die gleichen Verhältnisse wie bei reiner Erdverlegung lassen sich erzielen, wenn der Zwischenraum zwischen der normalen Haube und dem Kabel durch plastische Masse ausgefüllt wird. Diese Methode bringt jedoch eine Reihe praktischer und wirtschaftlicher Nachteile mit sich.

Wesentliche Neuerungen sind auf dem Gebiete der Kabelverlegungsmethoden in den letzten Jahren eingeführt worden. So ist auf Grund einer Anregung des Elektrizitätsverbandes Weissenfels-Zeitz für eine Überlandverlegung das Ausheben des Grabens, das Verlegen des Kabels und das Zuschütten des Grabens in einem Arbeitsgang maschinell vorgenommen worden. Nähere Angaben über diese Maschine sind in der Zeitschrift des VDI. Nr. 48, 1927 veröffentlicht. Die bedeutenden Ersparnisse, die sich bei der vollkommen maschinellen Kabelverlegung

ergeben, führen dazu, daß in Zukunft auch mit Rücksicht auf die betrieblichen Vorteile eines Kabelnetzes und die hohen Unterhaltungskosten eines Freileitungsnetzes in manchen Fällen eine Überlandkabelverlegung in Frage kommen kann, wo bisher lediglich der Freileitungsbau wirtschaftlich möglich war.

Bei Kabelverlegungen in Stadtgebieten ist von der Berliner Städtische Elektrizitätswerke A.G. eine Reihe neuer Maschinen und Geräte mit wirtschaftlichen Vorteilen zur Einführung gebracht worden. Zum Ausheben des Grabens in breiten Bürgersteigen, besonders also in den Vororten, ist ein Grabenbagger benutzt worden, der infolge seines geringen Gewichtes auch auf dem Kleinsteinpflaster der Bürgersteine fahren kann. Ein wesentlicher Anteil der Verlegungsarbeit entfällt auf das Kabelziehen, das allgemein bei Erdkabelverlegungen von Hand vorgenommen worden ist. Bei Verwendung neuer geeigneter Kabellauf-

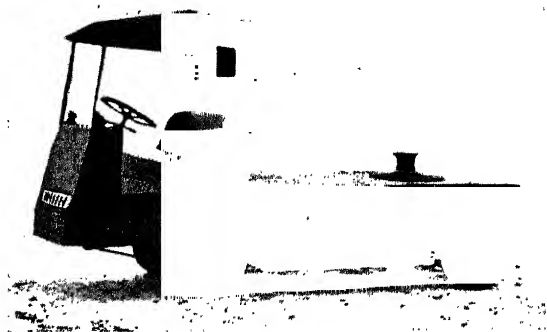


Abb. 4.

rollen in genügender Zahl läßt sich die erforderliche Zugkraft derart verringern, daß auch bandeisenarmierte Kabel ohne Gefahr mit einem Spill gezogen werden können. Die Berliner Städtische Elektrizitätswerke A.G. verwenden daher neuerdings bei allen größeren Verlegungen einen in einen Elektrokarren eingebauten und von dessen Batterie gespeisten Spill (Abb. 4), der mit den nötigen Sicherungen gegen das Auftreten zu hoher Zugkräfte ausgerüstet ist. Darüber hinaus lassen sich durch eine Reihe weiterer Apparate wesentliche Steigerungen und Verbilligungen der Verlegungsarbeit erzielen. Erwähnt sei nur das Einstampfen des wieder eingebrachten Erdreiches mit einem Explosionsstamper, mit dem ein Arbeiter die 8fache Tagesleistung gegenüber dem bisherigen Handstamper vollbringen kann.

Einen weiteren wesentlichen Fortschritt bedeutet bei Stadtverlegungen die Verwendung einer Überwegspresse, die es gestattet, den teuren Aufbruch bei Kreuzungen von Asphalt-, Beton- und ähnlichen Straßen zu vermeiden, indem ein Stempel unter der Straße durchgedrückt wird, mit dem später die Rohre in das vorbereitete Loch eingezogen werden.

Neben der sorgfältigen Verlegung des Kabels beansprucht die Herstellung der Kabelverbindung besondere Aufmerksamkeit.

Hier besteht die Schwierigkeit vor allem darin, daß sie nicht fabrikmäßig wie die Kabel selbst hergestellt werden können. Man muß sie vielmehr unter oft sehr ungünstigen Arbeitsbedingungen an Ort und Stelle einbauen. Andererseits müssen die Forderungen an die Sicherheit der Stoßstellen mindestens so hoch sein, wie an die der Kabel selbst, es wäre sonst die ganze Anlage gefährdet. Nicht ganz so schwierig liegen die Verhältnisse bei den *Endverschlüssen*. In Deutschland liegen hierfür bis zu Spannungen von 25 kV feste Normen vor. Oft hat man auch bei End-

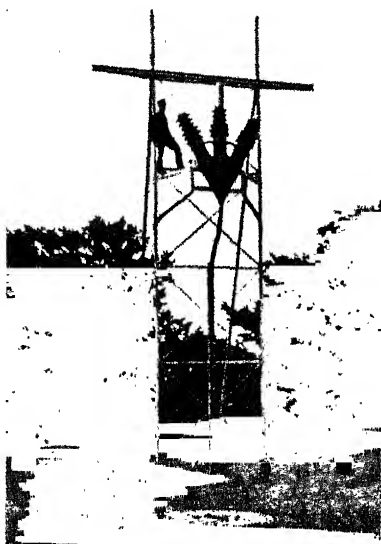


Abb. 5.

verschlüssen höherer Spannung diese Normen sinngemäß erweitert, wenigstens was die äußere Form betrifft (Abb. 5, Freiluftendverschluß 50 kV).

Schon oben wurden einige Vorteile der Dreimantel- oder SI-Kabel aufgeführt. Ein weiterer Vorteil bietet sich bei diesem Kabel bei den Endverschlüssen. Der Aufteilungsprozeß in die Einheiten findet in den zugehörigen Endverschlüssen seine natürliche Fortsetzung. Statt das ganze Kabel mit seinen 3 Einzelkabeln in einem Gehäuse enden zu lassen, aus dem man die Leiter mit Durchführungen herausführt, schließt man jede Ader für sich mit einem Einleiterendverschluß ab, der wegen seiner Einfachheit auch elektrische Vorteile bietet. Gleichzeitig kann man jede Phase für sich dort enden lassen, wo es am zweckmäßigsten ist (Abb. 6, Endverschluß eines Dreimantelkabels 65 kV an einem Überführungsmast, Abb. 7, Abschluß eines Dreimantelkabels mit Endverschlüssen auf gemeinsamen Tragrahmen<sup>1)</sup>).

<sup>1</sup> E. T. Z. 1929, S. 309.

Bei dem eigentlichen Dreimantelkabel ist diese Maßnahme ja selbstverständlich, jedoch geht man neuerdings auch bei metallisierten Drehstromkabeln mit gemeinsamem Bleimantel dazu über, die Adern erst in einer kleinen Muffe aufzuteilen und sie dann bleirohrgeschützt zum Einfachendverschluß zu führen. Dadurch, daß man weiterhin die drei Einleiterendverschlüsse auf kreisförmig gebogenen Schienen befestigt, kommt man zum sog. Spreizkopfendverschluß mit vertauschbaren Phasen. Die Einfachheit und Symmetrie des Einleiterendverschlusses gestattet die Kombination von Endverschluß mit anderen Apparaten, z. B. Meßwandlern<sup>2</sup>. Vielfach geht man sogar dazu über, die Kabel

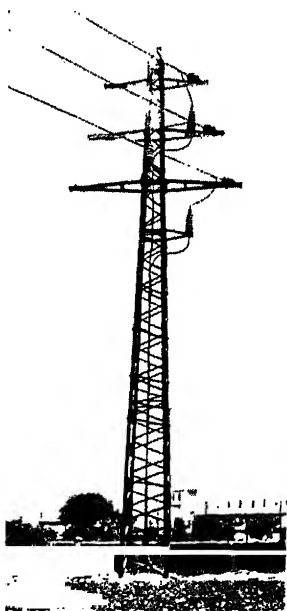


Abb. 6.

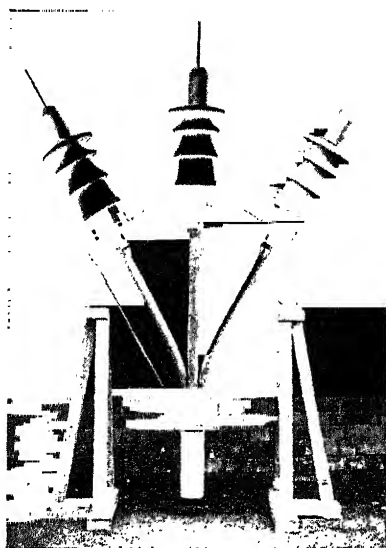


Abb. 7.

direkt in den Transformator oder Schalter einzuführen. Bei der inneren Konstruktion der Endverschlüsse für höhere Spannungen — es handelt sich hier stets um Einleiterendverschlüsse — ist eine Verstärkung der Aderisolation unerlässlich, damit die Randstrahlung vom Bleimantel bezüglich vom Ende der Metallisierung keine zu hohen Werte annimmt<sup>3</sup>. Sie wird meistens von Hand aufgebracht. Der metallische Belag wird bis zum größten Durchmesser der Wickelkeule geführt und mit einem Sprühchutzring abgeschlossen.

Abb. 8 zeigt den Zusammenbau eines Endverschlusses einer Phase eines 100 kV Dreileitersystems. Bei ölgefüllten Kabeln<sup>4</sup> sind die End-

<sup>2</sup> E. T. Z. 1928, S. 297.

<sup>3</sup> Löbner, Arch. El. 1926, XVII, S. 152.

<sup>4</sup> Continz, El.-Wirtschaft 1929, Nr. 487, S. 357.



verschlüsse außerdem mit Ölstandgefäßen versehen, und in einer sog. Atmungsstation wird dafür gesorgt, daß bei Änderung des Ölniveaus nie feuchte Luft zum Öl zutreten kann. Schwieriger als die Endverschlüsse ist die Herstellung der *Verbindungs-muffen*. Während bei Nieder- und Mittelspannungen die Adern in den Muffen fast stets durch einfaches



Abb. 8.

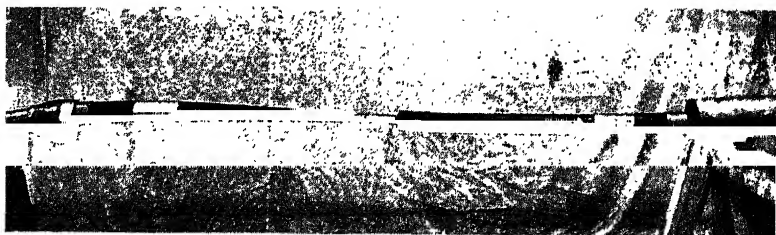


Abb. 9.

Ausgießen mit Vergußmasse isoliert werden, ist bei höheren Spannungen in den Muffen durchweg das Wickelverfahren üblich, bei der die Isolierung der Leiterverbindung mit getränkter Papierisolation geschieht, dem gleichen Dielektrikum, wie beim Kabel. Das Aufbringen der Isolierung muß mit großer Sorgfalt geschehen, und jedes Werk hat hierfür seine eigenen Erfahrungen gesammelt und Arbeitsmethoden durchgebildet. Abb. 9 zeigt die Vorbereitungen der Aderisolation bei einer

100 kV Muffe. Die Leiter werden miteinander möglichst glatt durch Schweißung oder Lötung oder durch eine ganze flache Hülse miteinander verbunden, die Aderisolation beiderseits konusförmig abgesetzt (Steigung 3—5 %) und die Verbindungsstelle dann unter Beobachtung größter Sorgfalt mit einer festen Bewicklung von getränktem Kabelpapier isoliert. Bemißt man die Wickelstärke auf das  $1\frac{1}{2}$ —2fache der Aderisolation, so erhält man eine elektrische Festigkeit in der Muffe, die die des Kabels meist noch übertrifft. Eine radial-symmetrische Beanspruchung des Muffendielektrikums erreicht man durch Metallisierung der fertigen Wickelstelle, die kontinuierlich zum Bleimantel übergeht bzw. bei H-Kabeln die Fortsetzung der Adermetallisierung bildet. Bei Dreimantelkabeln geht vielfach das Bestreben ebenfalls dahin, das Kabel in der Muffe in seine Einheiten aufzulösen, indem man jede der drei Adern mit einer Bleimuffe versieht, die man entweder jede für sich oder alle drei gemeinsam mit einem Gußgehäuse schützt. — Vielfach bemüht man sich, die menschliche Hand bei der Herstellung der Wicklung durch maschinelle Arbeit zu ersetzen. Die maschinellen Methoden

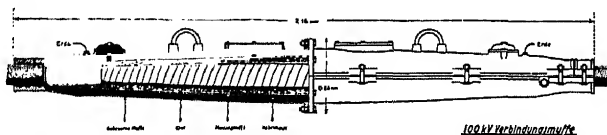


Abb. 10.

sind meist noch in der Entwicklung begriffen, so daß hierüber an dieser Stelle noch kein abschließendes Urteil gefällt werden kann. — Bemerkenswert ist, daß man zum Schutz von Einleiterverbindungsstellen mitunter gußeiserne Muffen verwendete, ohne daß wesentliche zusätzliche Erwärmungen durch das Eisen beobachtet wurden. Dies erklärt sich einmal durch die nicht allzu hohen Ströme des Höchstspannungskabels, sodann durch die große lichte Weite der gußeisernen Muffen, endlich durch die Längsunterteilung in zwei Gußhälften, durch die der magnetische Widerstand des Gehäuses erhöht wird (Abb. 10, Verbindungsmuffe des ölgefüllten 100 kV Kabels<sup>5</sup>, Nürnberg). Ähnliches gilt für Endverschlüsse gemäß Abb. 7, für die als Material ebenfalls Gußeisen genommen werden kann.

Ein Spezialgebiet, welches die Kabeltechniker viel beschäftigt, ist die Frage der Kabelverlegung in Bergbaubetrieben. Früher versuchte man den Schäden durch Bodensenkungen in gefährdeten Bezirken durch Dehnungsmuffen zu begegnen, das sind Muffen, in denen die Verbindungen so durchgebildet sind, daß sie elastisch in gewissen Grenzen bei Zugbeanspruchungen nachgeben. Die geringe Zahl der Muffen auf das Kilometer und die geringe Längenänderung, die die Konstruktion der Dehnungsmuffe zuläßt, sind Veranlassung gewesen, neuerdings immer mehr zur Verwendung von Dehnungskabeln überzugehen, die sich um 1—2 % dehnen lassen, ohne an elektrischer Sicherheit einzu-

<sup>5</sup> Coninx, l. c.

büßen. Die Verbindungsstellen solcher Kabel müssen im Gegensatz zu den bisher verwendeten Dehnungsmuffen ganz fest sein, damit sie den auftretenden Kräften bei Dehnung oder Stauchung standhalten. Es muß auch dafür gesorgt sein, daß die Adern in der Muffe sich bei Beanspruchungen nicht verlagern oder berühren können. Man erreicht dies durch Einbau von isolierenden druckfesten Zwischenstücken<sup>6</sup> in die Muffen, die die Adern in ihrer Lage fixieren oder durch Anwendung der oben beschriebenen Wickelmuffen<sup>7</sup>, bei denen eine Berührung oder Verlagerung ebenfalls unmöglich ist.

## Betriebliche Eigenart der Kabel

*A. Ludin*

Bei der Eingliederung von Kabeln in eine Kraftverteilungsanlage müssen deren betrieblichen Eigenarten, die sich aus den elektrischen Daten ergeben, Rechnung getragen werden, wenn das Kabel im System der Anlage keinen Fremdkörper darstellen soll. Denn von den vier Grundgrößen jeder elektrischen Leistungsübertragung: dem Leitwiderstand, der Ableitung, der Kapazität und der Selbstinduktion sind es die beiden letzteren, die das verschiedenartige Verhalten einer Kabelübertragung gegenüber einer Freileitungsübertragung maßgeblich beeinflussen. Die Kapazität einer Hochspannungskabelanlage ist rund 20 mal so groß wie die einer entsprechenden Freileitungsanlage, während die Induktivität der ersteren nur etwa ein Fünftel der letzteren beträgt. Der für viele Probleme der elektrischen Leistungsübertragung so wichtige Wellenwiderstand liegt daher bei der Freileitung etwa 10 mal so hoch wie der Wellenwiderstand der Kabel und aus dieser Verschiedenheit ergeben sich für eine Kraftübertragung mit Kabeln zum Teil Vorteile, zum Teil Nachteile gegenüber der Freileitung.

Die große *Kapazität* der Kabel — gegeben durch die geringen Leiterabstände und durch die in den Grenzen zwischen 3,5 und 4,5 liegende Dielektrizitätskonstante der verwendeten Isoliermaterialien — und der durch sie bedingte hohe Ladestrom müssen bei Kabelanlagen berücksichtigt werden. Der bei langen Übertragungsleitungen sehr hohe Werte erreichende Ladestrom verursacht nicht nur erhöhte Stromwärmeverluste auf der Leitung selbst, er erfordert auch größer dimensionierte Transformatoren und Maschinen in Umformerwerken und Zentralen und erschwert das ganze Regulierproblem einer Übertragungsanlage. In einem stark induktiv belasteten Netze kann unter Umständen diese kapazitive Blindlast eine Verbesserung des Leistungsfaktors herbeiführen. Arbeitet das Netz aber mit einem guten Leistungsfaktor und handelt es sich um eine große Kabellänge, so können besondere Einrichtungen zur Kompensierung der kapazitiven Blindlast erforderlich werden. Sie können ausgeführt werden als Drosselspulen, die quer zu den Kabeln eingeschaltet werden, und zwar je nach dem Umfange der gewünschten Kompensation entweder konzentriert an einem Punkte oder unterteilt in kleine Einheiten und über das Netz verteilt.

<sup>6</sup> E. T. Z. 1927, S. 243.

<sup>7</sup> E. T. Z. 1929, S. 233.

Eine für die volle Kompensation des Ladestromes bemessene Drossel am Anfang oder Ende einer Kabelleitung entlastet wohl Transformatoren und Generatoren der Zentrale, die zusätzlichen Stromwärmeverluste durch den Ladestrom auf der Übertragungsleitung bleiben aber voll bestehen. Günstiger werden die Verhältnisse, wenn eine Drossel in der Mitte der Übertragungsleitung für volle Kompensation oder wenn zwei Drosseln für je die Hälfte der vollen Kompensation in ein Viertel der Übertragungslänge vom Anfang und Ende der Leitung aufgestellt werden. In beiden Fällen hat die Zentrale keinen Ladestrom mehr zu liefern und die zusätzlichen Stromwärmeverluste im Kabel werden auf rund ein Viertel resp. ein Sechzehntel der des unkompenzierten Kabels herabgedrückt. Einer noch weiteren Unterteilung der Kompensationseinrichtungen sind wirtschaftliche Grenzen gesetzt durch die Anschaffungskosten der Drosselspulen selbst und durch ihre Eigenverluste, die immerhin  $1-1\frac{1}{2}\%$  ihrer Scheinleistung betragen können. Wir werden weiter unten nochmals auf die Kompensation des Ladestroms und seine Wirtschaftlichkeit an Hand eines Beispiels zurückkommen. Bei großen *vermaschten* Kabelnetzen liegen die Verhältnisse nicht so einfach wie bei reinen Übertragungsleitungen; man wird aber auch in diesen Netzen durch Aufstellen von Drosseln an einzelnen Punkten eine zweckmäßige Kompensation erreichen können.

Auch die Begrenzung und Löschung des Erdschlußstromes ist in Kabelnetzen von Bedeutung, um die Entwicklung des Erdschlusses zum Kurzschluß zu verhüten.

Die Kraftübertragung mit Kabeln hat den großen Vorzug, frei zu sein von all den Störungen atmosphärischer Natur mit ihren Wanderwellen und Überspannungen, die sich in Freileitungsnetzen oft in so verderblicher Weise auswirken können. Außerdem zeigen die Gesetze über die Ausbreitung von Wanderwellen auf homogenen und zusammengesetzten Leitungen ohne weiteres, daß das Kabel mit seinem mehrfach kleineren Wellenwiderstand gegenüber der Freileitung auch in bezug auf Überspannungen durch Schaltvorgänge bedeutend günstiger liegt als die Freileitung. Es hat sich aus all diesen Gründen die Frage des Überspannungsschutzes für Kabel im letzten Jahrzehnt sehr vereinfacht und man ist allgemein der Ansicht, daß ein Kabel für sich keines Überspannungsschutzes bedarf, und daß in zusammengesetzten Leitungssystemen das Kabel sogar als Überspannungsschutz für die angeschlossene Freileitung angesehen werden kann.

Das Einschalten einer großen Kabelstrecke über eine Freileitung oder über die Sammelschienen verursacht das Entstehen hoher rückläufiger Sprungwellen, die für Schaltanlage und Transformatoren verhängnisvoll werden können. Um die Höhe dieser rückläufigen Entladewellen zu begrenzen, ist es gebräuchlich, das Kabel nur über Schutzschalter mit entsprechend bemessenem Schutzwiderstand einzuschalten. Die Tendenz des modernen Überspannungsschutzes geht dahin, möglichst wenig Schutzapparate einzubauen, dafür aber den Sicherheitsgrad der Anlagen zu erhöhen. Man wird daher beim Übergang von Freileitung auf Kabel keine Schutzapparate mehr einbauen, sondern dafür Sorge

tragen, die Endverschlüsse der Kabel so zu gestalten, daß ihre Überschlagsfestigkeit und Durchschlagsfestigkeit höher liegen als die der verwendeten Freileitungsisolatoren. Daß die Kabel keines Schutzes gegen Überspannungen bedürfen, zeigt ihre Verwendung als Sprungwellenschutz für Transformatoren und Generatoren.

Die durch den Ausbau und Zusammenschluß der Netze bedingten großen Zentralenleistungen können im Falle eines Kurzschlusses die Kabel in außerordentlich hohem Maße gefährden durch die sich entwickelnden mechanischen Kräfte zwischen den Leitern und durch die Wärmeentwicklung in den Leitern.

Die mechanischen Kräfte der Abstoßung zwischen den Leitern sind proportional dem Quadrat des Stoßkurzschlußstromes und umgekehrt proportional dem Abstände der Leiter. Ein Bild über die auftretenden Kraftwirkungen gibt die folgende Zusammenstellung, in der für einige typische Kabelkonstruktionen die abstoßenden Kräfte für 100 000 A Stoßkurzschlußstrom zusammengestellt sind.

Kabel	Abstoßende Kraft zwischen den Leitern in kg/cm bei 100 000 Ampere
3 × 95 mm <sup>2</sup> Gürtelkabel für 10 kV .....	110
3 × 95 mm <sup>2</sup> H-Kabel für 30 kV .....	70
95 mm <sup>2</sup> Einfachkabel für 50 kV im Dreieck zusammen- gelegt .....	44
95 mm <sup>2</sup> Einfachkabel für 50 kV mit 18 cm Mitten- abstand .....	12

Es können also bei Kabeln für niedrige Spannungen, bei denen die Leiterabstände sehr gering sind und auch bei Einfachkabeln, die unmittelbar aneinander liegen, die abstoßenden Kräfte sehr hohe Werte erreichen. Im allgemeinen sind die verseilten Kabel durch ihre Bauart selbst gegen diese Kräfte ziemlich geschützt. Bei Einfachkabeln muß aber, wenn sie als Verbindungsleitungen zwischen Generatoren und Schaltanlage oder zwischen dieser und den Transformatoren verwendet werden, eine sichere Lagerung vorgesehen werden. In Muffen und Endverschlüssen sind besonders die Leiterverbindungen durch eine zuverlässige Konstruktion gegen die auftretenden Kräfte zu schützen.

Für die durch den Kurzschluß sich einstellende Übertemperatur der Leiter ist nicht nur der Dauerkurzschlußstrom maßgebend; auch der abklingende Stoßkurzschlußstrom liefert einen beträchtlichen Zuwachs zur Erwärmung. Man kann dies bei der Berechnung der Erwärmung dadurch berücksichtigen, daß man zur Auslösezeit der Schalter noch einen Zuschlag macht, der abhängig ist vom Verhältnis des Höchstwertes des Stoßkurzschlußstromes zum effektiven Dauerkurzschlußstrom und von der Entfernung des Kurzschlußortes von der speisenden Zentrale. Man rechnet also mit einer fiktiven Kurzschlußzeit  $t' = t + t_1$ . Wenn man annimmt, daß maximal 200° C Leitertemperaturerwärmung durch Kurzschluß den Kabeln noch zugemutet werden dürfen, so ergeben sich die in Abb. 11 aufgeführten zulässigen Kurzschlußströme

für die verbandsmäßigen Kabelquerschnitte von 10–500 mm<sup>2</sup>, in Abhängigkeit von der fiktiven Kurzschlußzeit aufgetragen.

Neben den im normalen Betriebe einer Kraftübertragung mit Kabeln in den Leitern erzeugten Stromwärmeverlusten und den im Isoliermaterial auftretenden dielektrischen Verlusten sind die geringen zusätzlichen Verluste im Bleimantel und in der Armierung bei verseilten

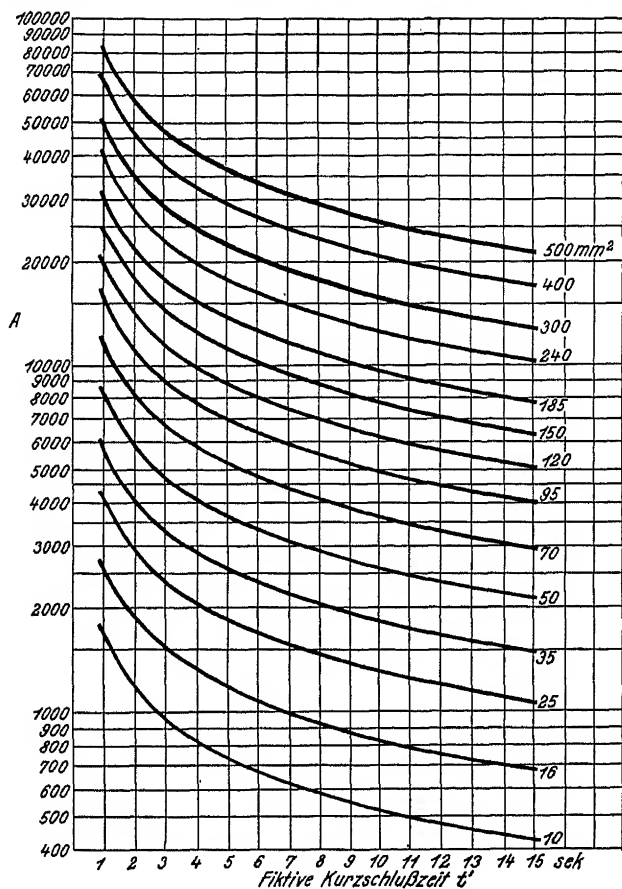


Abb. 11. Zulässige Kurzschlußströme in Abhängigkeit von der Kurzschlußzeit.

Kabeln normaler Bauart ohne große Bedeutung. Sie können zwar in Kabeln für niedrige Spannungen, die noch mit großen Querschnitten ausgeführt werden, ganz erhebliche Werte erreichen; bei Hochspannungskabeln aber mit ihren verhältnismäßig niedrigen Querschnitten können sie gegenüber den anderen Verlusten vernachlässigt werden. Über die Größe der dielektrischen Verluste, deren Würdigung für die Betriebssicherheit der Kabel schon im ersten Teil dieses Referates behandelt wurde, sei hier nur noch erwähnt, daß bei allen neuen Kabeln guter Fabrikation der Verlustfaktor  $\tan \delta$  etwa zwischen 0,005 und 0,01 liegt.

Kraftübertragungen mit blanken oder armierten Einfachkabeln sind beim Betriebe mit Wechselstrom mit Verlusten in den Bleimänteln und in der Bewehrung behaftet, die im Verhältnis zu den eben erwähnten Verlusten unter Umständen solche Größenordnungen erreichen können, daß die Wirtschaftlichkeit der Kraftübertragung in Frage gestellt werden kann, wenn nicht besondere Maßnahmen zur Verringerung dieser Verluste vorgesehen werden.

Wie die zahlreichen und eingehenden Veröffentlichungen der letzten Jahre über die Verluste in Bleimänteln und Bewehrungen von Einfachkabeln sowohl in der inländischen wie auch in der ausländischen Literatur beweisen, ergeben die Versuche eine sehr gute Übereinstimmung der Meßwerte mit den theoretisch errechneten Werten. Es sei daher an dieser Stelle aus den Veröffentlichungen nur kurz das Wesentlichste zusammengefaßt.

Durch das magnetische Feld der Leiterströme außerhalb der Kabel werden in den Bleimänteln Spannungen induziert, die bei am Anfang und Ende der Kabelleitung kurzgeschlossenen Bleimänteln das Zustandekommen eines Stromes in den Bleimänteln und damit Verluste bedingen, die von der Zentrale gedeckt werden müssen. Die Kabelleiter und die sie umgebenden Bleimäntel verhalten sich wie ein sekundär geschlossener Transformator mit dem Übersetzungsverhältnis 1:1 und die entstehenden Bleimantelströme erhöhen den effektiven Widerstand des Kabelleiters. Weitere zusätzliche Bleimantelverluste infolge ungleichmäßiger Verteilung des Bleimantelstromes über den Querschnitt sind von geringerer Bedeutung und können gegenüber den ersteren vernachlässigt werden.

Die Größe der Bleimantelverluste ist nicht abhängig von der Betriebsspannung der Kabel; sie nehmen zu mit dem Achsenabstand der Kabel und mit dem Leiterstrom und sind außerdem abhängig von den Dimensionen des Kabels und der Art der Verlegung. Bilden die drei Kabel die Kanten eines gleichseitigen Prismas, so sind die Bleimantelverluste in allen drei Kabeln gleich groß; sie erreichen ihr Minimum, wenn die Kabel unmittelbar im Dreieck aneinander liegen. Die Verluste haben bei mittlerem Querschnitt in diesem Fall einen Wert von etwa 3—5% der Jouleschen Verluste in den Leitern. Bei verseilten Kabeln mit bleibewehrten Einzeladern liegen die Bleimantelverluste in derselben Größenordnung.

Werden die Kabel in einer Ebene verlegt, so gestalten sich die Verhältnisse ungünstiger, da von den beiden äußeren Kabeln das eine höhere, das andere kleinere Verluste hat als das in der Mitte liegende und auch die Impedanzen der einzelnen Phasen ungleich werden. Diese Unsymmetrie kann vermieden werden, wenn man die drei Kabel zyklisch vertauscht, so daß jedes einzelne auf ein Drittel der Übertragungslänge in der Mitte liegt.

Verlegung in einer Ebene wird häufig dann gewählt, wenn man durch schützende Zwischenlagen gegenseitige Gefährdung der Kabel durch Stichflammen vermeiden will. Man kommt in diesem Falle meist mit axialen Abständen von 15—25 cm aus und muß dann eine Erhöhung

der Bleimantelverluste in Kauf nehmen. Bei in einer Ebene verlegten blanken Einfachkabeln mit  $150 \text{ mm}^2$  Leiterquerschnitt für 60 kV verkettete Spannung ergeben sich bei obigen Abständen z. B. Bleimantelverluste, die einer Erhöhung des effektiven Leiterwiderstandes um 20–30 % äquivalent sind.

Bleimantelströme in Einfachwechselstromkabeln lassen sich ganz vermeiden, wenn die Bleimäntel nur an einem Ende kurzgeschlossen und geerdet werden. Dieses einfache Mittel läßt sich aber nur anwenden bei ganz kurzen Kabellängen, z. B. bei Verbindungsleitungen in Schaltanlagen. Bei großen Kabellängen würden die in den Bleimänteln induzierten hohen Spannungen sich auf der Strecke an beliebigen Stellen ausgleichen und die Bleimäntel gefährden. Bei Kurzschluß würden dann so hohe Spannungen entstehen, daß Menschen gefährdet werden können. Wie Versuche gezeigt haben, darf die Bleimantelspannung an in Erde liegenden Kabeln 12–15 V gegen Erde nicht überschreiten, wenn eine Zerstörung durch Wechselstromelektrolyse sicher vermieden werden soll. Diese Spannung würde aber bei dem oben erwähnten 60 kV Kabel mit  $150 \text{ mm}^2$  Querschnitt schon bei etwa 850 m Übertragungslänge bei Anordnung der Kabel im Dreieck aneinanderliegend oder bei etwa 350 m Übertragungslänge bei Verlegung mit etwa 20 cm Achsenabstand in einer Ebene erreicht werden.

Von den vorgeschlagenen und zum Teil auch ausgeführten Methoden zur Verringerung der Bleimantelverluste seien kurz die folgenden erwähnt: Die Leitfähigkeit des reinen Bleies wird durch Legierungszusätze verringert, und damit der Widerstand des Bleimantels erhöht. An Stelle durchgehender leitender Verbindung der Bleimäntel durch aufgelötete Muffen werden Isoliermuffen verwendet und die Bleimäntel der einzelnen Kabellängen nur auf einer Seite kurzgeschlossen und an einem besonderen über die ganze Übertragungslänge durchgeführten Erdungsseil geerdet. Bleimantelströme und Verluste treten bei dieser Anordnung nicht auf, man ist aber in der Wahl der Längen beschränkt mit Rücksicht auf die in den Mänteln induzierten Spannungen.

Die Bleimäntel der aufeinanderfolgenden Längen werden an Isoliermuffen in zyklischer Vertauschung kreuzweise miteinander verbunden und nicht geerdet. Ströme und Verluste in den Bleimänteln sind im normalen Betriebe gering; bei ungleichen Abschnittslängen ergeben sich aber unter Umständen zu hohe Spannungen gegen Erde und im Falle eines Erdschlusses eines Kabels führt dessen Bleimantel den gesamten Rückstrom.

Nach einem amerikanischen Vorschlage werden die Bleimäntel an jeder dritten Muffe kurzgeschlossen, die zwei dazwischenliegenden Muffen werden als Isoliermuffen ausgeführt und an diesen Stellen die Bleimäntel kreuzweise verbunden. Sind die Abschnittslängen ungleichmäßig lang, so bleibt eine Restspannung, die sich über die drei hintereinander verbundenen Längen ausgleicht; die Bleimantelverluste sind sehr gering.

Außer einigen weiteren Vorschlägen zur Verringerung der Bleimantelverluste, nach denen die Bleimäntel an den Isoliermuffen mittels



Widerständen, Reaktanzspulen oder Einphasentransformatoren verbunden werden, deren Mittelpunkte an Erde liegen, sei hier noch ein neuer Vorschlag von Halperin & Miller erwähnt, der an den Isoliermuffen eine fortlaufende Kreuzung der Bleimäntel vorsieht und außerdem an jeder zweiten oder vierten Muffe die Bleimäntel über einen in Stern geschalteten Dreiphasentransformator, dessen Sekundärwicklung in Dreieck geschaltet ist, an Erde legt. Diese letzte Anordnung soll sich nach Versuchen, die im Netze der Commonwealth Edison Company in Chicago ausgeführt wurden, als die zuverlässigste Methode zur Verringerung der Bleimantelverluste gezeigt haben und auch wirtschaftlich tragbar sein.

Werden Einfachkabel in der gewöhnlichen Weise wie verseilte Drehstromkabel mit Bandeisen armiert, so treten im Betriebe mit Wechselstrom Armierungsverluste auf, die ein Vielfaches der Stromwärmeverluste betragen und eine praktische Verwendung solcher Kabel nicht möglich machen. Für Kraftübertragungsanlagen mit Einfachkabeln sind daher bis vor kurzer Zeit fast ausschließlich unarmierte Kabel verwendet worden, die durch besondere Schutzabdeckungen gegen mechanische Beschädigungen gesichert werden. Da aber in vielen Fällen auf eine zugfeste Armatur nicht verzichtet werden kann, andererseits alle ganz unmagnetischen Materialien wie Kupfer, Bronze, Aluminium oder nichtmagnetische Eisenlegierungen wegen der hohen Kosten nicht in Frage kommen, hat man mit Erfolg versucht, durch konstruktive Maßnahmen in Verbindung mit der Verwendung magnetisch harten Materials die Armaturverluste auf ein erträgliches Maß zu bringen.

Die Konstruktionsmaßnahmen bestehen in erster Linie darin, daß man für die Bewehrung Runddrähte wählte, die mit Jute oder Papiertrensen in etwas Abstand voneinander gehalten werden, wobei man gleichzeitig die Schlaglänge vergrößerte. Beide Maßnahmen erhöhen den magnetischen Widerstand. Die für diese Zwecke geeigneten Eisensorten sind durch besonders hohe Koerzitivkraft gekennzeichnet. Auf diese Weise ist es gelungen, armiertes Einfachkabel für Drehstrombetrieb herzustellen, deren effektiver Wechselstrom Widerstand bei 50 Per und 120 mm<sup>2</sup> Kupferquerschnitt nur etwa 37% höher liegt als der Gleichstromwiderstand und dann in dieser Zahl 25% auf Bleimantelverluste entfallen und nur 12% auf Armierungsverluste.

Was die zulässigen Strombelastungen angeht, so ist vom Standpunkt der Stabilität der Isolation eine möglichst niedrige Kupfertemperatur wünschenswert. Hier sind solche Kabelkonstruktionen und Anordnungen im Vorteil, die einen geringen inneren und äußeren Widerstand haben. Setzt man gleiche Kupferübertemperatur bei gleichem Querschnitt voraus, so ist ein Höchststädterkabel ca. 13% höher als ein Normalgürtelkabel, ein So-H-Kabel ca. 17%, ein Dreimantelkabel (SL) ca. 22% und nebeneinander verlegte Einleiterkabel ca. 25—30% höher mit Strom belastbar. Dies gilt für 30 kV Kabel in normalem Erdboden. Häufung von Kabeln und Verlegung in Kanälen oder an Luft verlangen entsprechende Verringerung der Strombelastung.

In diesem Zusammenhang ist auch noch die Frage nach der wirtschaftlichsten Belastung kurz zu streifen. Abgesehen davon, daß man

mit Rücksicht auf Reserven im Störfalle nicht alle Kabel stets voll belasten soll, haben Berechnungen ergeben, daß die isolationstechnisch zulässige Höchstbelastung unter Umständen recht unwirtschaftlich ist. Es tritt häufig der Fall ein, die Verringerung der Stromverluste durch Verwendung von mehr Kupfer vorteilhafter ist als die Vergeudung von Stromenergie durch hohe spezifische Belastung des Kabels. Hierüber wäre eingehende Untersuchung von allgemeinem Interesse.

## Bemerkenswerte Anlagen und ihre wirtschaftliche Berechtigung

*Dr. W. Vogel*

Im Anschluß an die vorstehenden, zum Teil theoretischen Unterlagen ist eine kurze Beschreibung einiger bemerkenswerter ausgeführter Kabelanlagen nicht ohne Interesse. Hierbei soll ihre Bedeutung nicht nur vom technischen, sondern soweit möglich auch vom wirtschaftlichen Standpunkt beleuchtet werden.

Unter den Beispielen aus den letzten Jahren wurden nur solche herausgegriffen, die durch ihre Eigenart allgemeines Interesse beanspruchen können; mangels Raum muß von vollständiger Aufzählung aller Anlagen von 50 kV an abgesehen werden.

Im Jahre 1924 wurde eine 2,75 km lange 60 kV Kabelstrecke im Bereich der Preussischen Kraftwerke Oberweser bei Kassel verlegt. Zum ersten Male ist hier für eine solche Spannung ein *Dreileiterkabel* mit metallisierten Adern nach *Höchststädter* zur Anwendung gekommen. Der Kupferquerschnitt beträgt 150 mm<sup>2</sup>, die Isolationsstärke jeder Ader 12 mm. Der Kupferquerschnitt läßt einen maximalen Dauerstrom von 290 A zu, es können also ca. 30 000 kVA durch das Kabel übertragen werden. Die Kabelleitung hat bisher einwandfrei gearbeitet. Auch wiederholte Verlustwinkelmessungen des verlegten Kabels zeigten, daß im Laufe der Zeit keine Veränderungen des Dielektrikums aufgetreten sind. Die Kosten des Kabels betrugen nicht ganz das Doppelte einer gleichartigen Freileitung.

In den Jahren 1926—1928 kamen in Deutschland außer kleinen Anschlußstücken als Stationseinführungen usw. folgende größere 60 kV Kabelleitungen zur Ausführung: Im Jahre 1926: 2 × 5,5 km mit 120 mm<sup>2</sup> Kupferquerschnitt in der Stadt Magdeburg. Hier war vor allem die hohe Sicherheit der Übertragung für die Wahl der Kabelleitung bestimmend. Daher war zunächst ein Kabel als Reserve gedacht. Aber der schnell wachsende Strombedarf und das zuverlässige Arbeiten der Anlage führten bald dazu, das Reservekabel als gleichwertiges Betriebskabel in Dienst zu stellen. 1928: 2 × 15 km mit 120 mm<sup>2</sup> Kupferquerschnitt zwischen Kraftwerk Schulau Unterelbe und der Stadt Altona. Ebenso wie in Magdeburg war die Forderung der Betriebssicherheit in erster Linie für die Wahl der Kabel an Stelle einer Freileitung, die in der dortigen Gegend den verheerenden Nordseestürmen ausgesetzt gewesen wäre, maßgebend. Die Isolationsstärke der Magdeburger und Altonaer Kabel beträgt je Ader 13,5 mm. Diese Anlagen sind mit dem bekannten *Pfannkuch*-Schutzsystem ausgerüstet.

Im Jahre 1929 wurde eine Kabelstrecke 23,5 km, zwischen den Stationen Ahlten und Ahlem von  $3 \times 120 \text{ mm}^2$  Kupferquerschnitt und ein Kabel  $3 \times 95 \text{ mm}^2$  Kupferquerschnitt zwischen den Stationen Ahlten—Misburg (5,5 km) verlegt und in Betrieb genommen. Diese Kabel gehören der Preussischen Elektrizitäts A.G., Abt. Hannover. Es wurde eine Kabelleitung gewählt, weil eine Freileitung in der Stadt Hannover und im umliegenden Industriegebiet große Schwierigkeiten verursacht hätte. Die Kabel stehen im Gegensatz zu den eingangs erwähnten SL-Kabeln, d. h. sie bestehen aus drei verselten Einleiterkabeln unter gemeinsamer Armatur. Die Bleimantelverluste werden durch besondere Formgebung des Mantels, welche den Querschnitt verringert, und durch Anwendung von legiertem Blei verändert.

Mit 60 kV ist aber noch nicht die Grenze der heute technisch mit Kabeln sicher zu bewältigenden Spannung gegeben. Auch für 100 kV können einige Beispiele ausgeführter Anlagen gebracht werden.

Schon im Jahre 1926 wurde beim Kraftwerk Lauta eine 1 km lange Versuchsstrecke in Betrieb genommen. Nachdem diese sich in  $1\frac{1}{2}$  Jahren als zuverlässig erwiesen hatte, wurden 1928/29 im Großkraftwerk Zschornowitz der Elektrowerke A.G. zwei allerdings nur 0,6 km lange, aber sehr wichtige Kabelleitungen in Betrieb genommen. Diese lösen nämlich folgende Aufgabe: Bei den zwei neuen Generatoren von je 100 000 kVA Leistung mußten die Umspanner gleich neben die Generatoren gestellt werden, und die Kabel dienen nun zur Übertragung der Hochspannung von den Klemmen der Transformatoren zum Schalt haus auf die Hauptsammelschienen. Es sind Einphasenkabel mit  $625 \text{ mm}^2$  Kupferquerschnitt und 18 mm Isolationsstärke. Das eine System hat eine verlustarme Spezialstahldrahtarmatur über dem Bleimantel, das andere nur eine Jutebespinnung. Der maximale Belastungsstrom beträgt 700 A., so daß schon mit 85 kV 100 000 kVA übertragen werden können. Je nach der Betriebslage werden nämlich 85 oder 110 kV benötigt. Die Kabel sind mit normaler Imprägniermasse gefüllt, also nach demselben Prinzip wie die Kabel mittlerer Spannungen gebaut. Sie enthalten keinerlei Hohlleiter und Ölnachfüllvorrichtungen. Ein bemerkenswertes Kabel der letzteren Art ist das 9,6 km lange 100 kV Kabel in Nürnberg, welches zur Zeit das längste 100 kV Kabel in Deutschland ist.

In Nürnberg handelte es sich um die Stromversorgung der Stadt aus dem Kachletwerk. Die Führung einer Freileitung durch die Stadt kam nicht in Frage. Eine Umspannung der Freileitungsspannung der sonst in der Stadt üblichen Spannung von 100 kV auf 20 kV hätte 5 Kabel  $3 \times 120 \text{ mm}^2$  erfordert, um die nötige Leistung zu übertragen. Die Kosten hätten 250 000 RM. je Kilometer betragen. Die 100 kV Kabelanlage, die eine Leistung von 40 000 kVA mittels drei Einleiterkabeln von je  $185 \text{ mm}^2$  Kupferquerschnitt übertragen kann, kostete nur 130 000 RM. pro Kilometer. Hierbei ist zu berücksichtigen, daß die Verlegung in der Stadt besonders teuer zu stehen kam, weil, um die Kabel gegen Beschädigung zu sichern, sehr tiefe Gräben und sonstige Schutzmaßnahmen nötig waren.

Von den technischen Einzelheiten der Anlage ist folgendes bemerkenswert: Die Einleiterkabel, die mit ca. 18 cm Achsenabstand verlegt sind, haben folgenden Aufbau (s. Querschnittsbild): Den Leiter bildet ein Kupferhohlseil von 22 cm Durchmesser. Sein wirksamer Querschnitt beträgt 185 mm<sup>2</sup>. Die Isolation ist 18 mm stark, der Bleimantel 4 mm. Er ist durch getränkte Jutebespinnung geschützt. Die Isolation ist mit



Abb. 12.

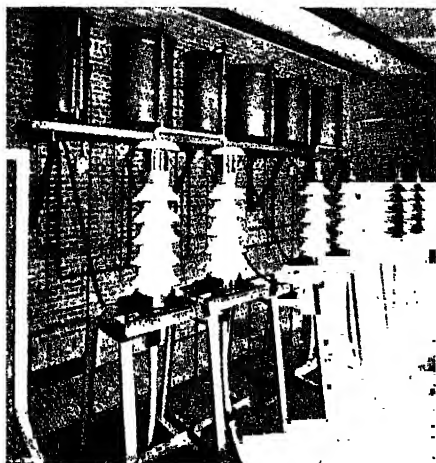


Abb. 13.

dünnflüssigem Öl getränkt, dieses steht durch das Hohlseil mit Vorratsbehältern an den Kabelenden in Verbindung. Bei Last- und Temperaturschwankungen findet ein Ölaustausch statt, wodurch die Bildung von Hohlräumen in der Isolation verhütet wird. Von den elektrischen Daten sind folgende zu nennen:

Kapazität .....	0,21 $\mu$ F/km und Phase
Ladestrom bei 105 kV verk. Sp. und 50 Hz .....	4 A/km und Phase
Dielektrischer Verlustfaktor $\text{tg } \delta$ ....	0,0065 bei 20° C
Gleichstromwiderstand .....	0,0925 $\Omega$ /km
Effektiver Wechselstromwiderstand .	0,1435 $\Omega$ /km

Die Strecke ist an einer Stelle bei 3,4 km unterteilt; hier stehen die Kabel über Endverschlüsse mit Ölbehältern in Verbindung. Diese Stelle ist gleichzeitig der höchste Punkt der ganzen Kabelstrecke. Der größte Höhenunterschied überhaupt beträgt 19 m. Die Öldrucke an den tiefsten Punkten betragen also ca. 2 at. Die Kabel sind seit August 1928 in Betrieb, ihre Maximalleistung 40 000 kVA wird zur Zeit noch nicht voll in Anspruch genommen.

Ganz besonderes Interesse beanspruchen noch zwei 50 kV Kabelstrecken, bei denen nur durch Anwendung von Kabeln eine Energiefortleitung ermöglicht wurde.

Die Abgabe elektrischer Energie aus schwedischen Wasserkraften an Dänemark ist schon häufig Thema wirtschaftlicher und technischer Untersuchungen gewesen. Die erste ausgeführte Anlage dieser Art ist die Durchquerung des Oeresund zwischen den Städten Helsingborg in Schweden und Helsingör in Dänemark.

Schon 1914 hatte man die Aufgabe in der Weise gelöst, daß man an beiden Ufern Transformatoren aufstellte, die die Netzspannung von 50 kV für die 5,4 km lange Seekabelstrecke auf 25 kV heruntertransformierten. Ein 50 kV Kabel wagte man beim damaligen Stande der Technik noch nicht. Als jedoch der Strombedarf immer weiter stieg, schritt man im Jahre 1925 zur Verlegung eines 50 kV Seekabels. Hierfür wurde ein Dreileiter-Höchststädterkabel  $3 \times 95 \text{ mm}^2$  mit 12 mm Isolation gewählt. Der Bleimantel ist 4 mm stark und mit Z-förmigen

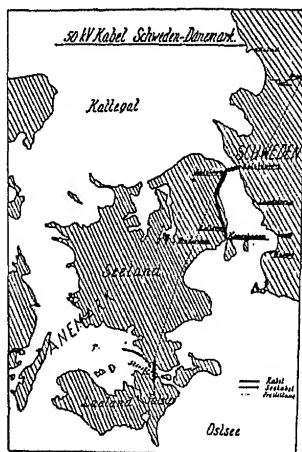


Abb. 14.

Profildrähten bewehrt. Besonders bemerkenswert ist die große Länge der Einzelstücke dieses Kabels, nämlich 900—950 m. Das Gewicht jedes dieser Teilstücke mit Trommel beträgt ca. 40 t. Der Transport mit Spezialwagen und die Verlegung mit behelfsmäßigen Schiffen gelang ohne Störung. An dieses Kabel schließt sich dänischerseits ein weiteres 23 km langes Erdkabel gleichen inneren Aufbaus, jedoch mit leichter Bewehrung an. Auf der schwedischen Seite ist das Kabel an eine Freileitung angeschlossen, die zu dem 80 km entfernten Kraftwerk am Laganfluß führt. Dieses gehört der Sydsvenska Aktiebolaget. Auf dänischer Seite übernimmt die Nordsjaellands Elektricitets og Sporvey Aktieselskab in Hellerup die Energie zur Weiterleitung an die dänischen Städte, insbesondere Kopenhagen. Die Kosten des Seekabels, 5,4 km, betrugen einschließlich Transport, Muffen und Endverschlüssen, jedoch ohne die Charter der Verlegeschiffe, 270 000 RM., also ca. 50 000 RM. pro Kilometer.

Da der Bedarf an elektrischer Energie in Dänemark immer weiter stieg und das erste 50 kV Kabel sich bewährte, schritt man 1929 zur Verlegung eines Parallelkabels gleicher Konstruktion. Jedes der beiden 50-kV Kabel ist mit 200 A belastet, es überträgt also rund 17300 kVA. Ein gleichartiges Kabel wurde 1928 durch den Störstrom, 4,5 km, zwischen den Inseln Falster und Seeland verlegt (s. Abb. 14). Die Einzellängen betrugen auch hier ca. 900 m.

Dieser erfolgreichen Bezwingung des Meeres ist eine Hochgebirgsanlage an die Seite zu stellen, über die folgendes kurz berichtet sei:

In der Schweiz erbauten die Kraftwerke Oberhasli bei Handeck an der Grimselstraße ein Wasserkraftwerk mit 4 Einheiten von je 28000 PS. Diese Energie sollte im allgemeinen mit Freileitungen von 150 kV verteilt werden. In der Höhe von 1500 m ist jedoch für viele Monate im Jahre die Lawinengefahr so groß, daß an eine sichere Leitungsführung nicht zu denken ist. Daher baute man, auch um den Zugang zu der Kraftzentrale jederzeit offen zu halten, einen 5,5 km langen Stollen vom Dorfe Guttannen in 1000 m Seehöhe nach Handeck in 1500 m Höhe. Dieser Stollen sollte außer einer kleinen Akkumulatorenbahn die vier Kabelleitungen für die vier Generatoren aufnehmen (Abb. 15). Als Betriebsspannung nahm man 50 kV, wobei man, um möglichst große Kabellängen (ca. 900 m) und wenig Muffen zu haben, Einleiterkabel wählte. Diese Kabel haben folgende Konstruktion: Der Kupferleiter hat 180 mm<sup>2</sup> Querschnitt, die Isolationsstärke ist 11,5 mm. Darüber liegt ein metallisiertes Papier nach *Höchststädter* und zuletzt ein Bleimantel von 2,5 mm Stärke. Eine gut imprägnierte Jutebedeckung bildet den äußeren Abschluß. Die Kabel liegen links und rechts der Bahn in eine Rinne in Kies und Sand gebettet; durch die Rinne läuft dauernd Sickerwasser aus dem Stollen, das zugleich zum Kühlen des Kabels dient. Diese Kühlung erschien wegen des Höhenunterschiedes von ca. 500 m erforderlich; denn man befürchtete, die Kabelimprägniermasse würde bei hohen Betriebstemperaturen dünnflüssig werden und abfließen. Um diese Gefahr zu verringern, wandte man künstliche Kühlung an. Ferner wurde aus dem gleichen Grunde der Kupferquerschnitt von 180 mm<sup>2</sup> gewählt. Dieser ist für eine maximale Stromstärke von 310 A reichlich dimensioniert; bei den üblichen Erdkabeln gleicher Bauart würde man mit 120 mm<sup>2</sup> auskommen. Um das Abfließen des Imprägnieröls zwischen den Drähten der Leiter zu verhindern, ließ man in die Kupferleiter Papierfäden einlaufen.

Um auch die wirtschaftliche Seite der Kabelanlagen kurz zu streifen, sei auf folgende Punkte hingewiesen: Natürlich wird man nicht nur Anlagekosten und Amortisation für Kabel und Freileitung miteinander vergleichen. Man muß auch den Sicherheitsgrad einer Freileitung dem der Kabelleitung gegenüberstellen und ihn je nach der Bedeutung der Anlage entsprechend bewerten. Schließlich müssen auch die Instandhaltungskosten beider Anlagen zum Vergleich mit herangezogen werden.

Was die Anlagekosten angeht, so stimmen alle Angaben darin überein, daß zur Zeit eine Kabelleitung für hohe Spannung etwa das zwei- bis dreifache einer gleichartigen Freileitung kostet. Die Gründe für die

Wahl der Kabel sind daher in erster Linie in der höheren Sicherheit zu suchen. Da zeigen nun die Statistiken, daß Kabelleitungen erheblich weniger Störungen der Stromversorgung verursachen als Freileitungen. Nach Rachel (A.S.W.) ergeben sich folgende Zahlen:

Jährliche Störungen je km Leitungslänge (umfaßt Kabel, Muffen und Endverschlüsse):

	bei 30 kV	von 10—25 kV
Freileitung .....	0,129	0,299
Kabel .....	0,0217	0,0565

Aus der Statistik der Berliner Städtischen Elektrizitätswerke A.G. sind über die Fehler des 30 kV Netzes aus den letzten drei Jahren folgende Zahlen zu nennen:

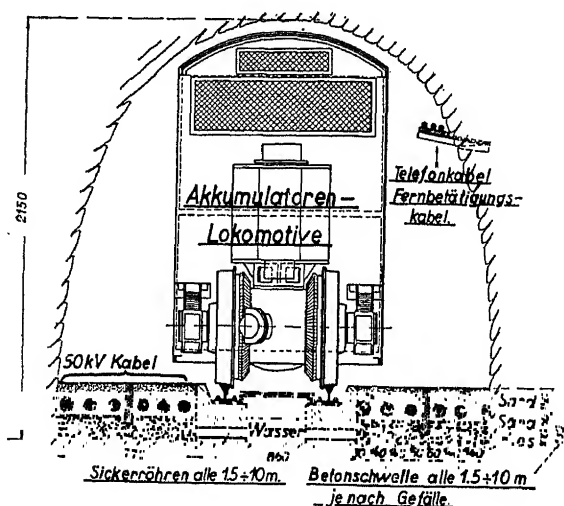


Abb. 15.

1927:	0,030	Fehler/km bei 17 Fehlern
1928:	0,027	„ „ 18 „
1929:	0,022	„ „ 19 „

Ähnliche Zahlen gibt die Statistik der Stadt Köln<sup>8</sup>:

	Jährliche Störungen Anzahl	Vorhandenes Netz in km	Störungszahl je km
1927/28 Okt./Okt.			
25 kV	2	86	0,023
6 kV	24	410	0,059
380/220/110 V	5	780	0,006
1928/29 Okt./Okt.			
25 kV	3	86	0,035
6 kV	29	485	0,071

<sup>8</sup> Nach Mitteilung der Städt. E.W.

Bei den 6 kV Leitungen wird noch bemerkt, daß ca. 45% aller Störungen durch Beschädigung bei Straßenarbeiten, durch Pickenhiebe usw. verursacht werden.

Interessant ist auch die Statistik der Hamburger Elektrizitätswerke<sup>9</sup> für die letzten 9 Jahre. K=Kabelfehler, M=Muffenfehler, E=Endverschlußfehler.

	25 kV Kabel				6 kV Kabel			
	Anzahl	Art	Netzlänge km	Störung je km	Anzahl	Art	Netzlänge km	Störung je km
1921	2	K, M	28,9	0,071	7	3 K, 1 M 3 E	187,8	0,037
1922	—	—	30,4	—	11	4 K, 6 M, 1 E	215,6	0,051
1923	—	—	45,6	—	14	7 K, 6 M, 1 E	248,1	0,056
1924	1	M	49,0	0,0205	7	3 K, 2 M, 2 E	260,4	0,027
1925	1	M	61,1	0,0164	3	1 K, 2 M	280,0	0,0117
1926	—	—	77,5	—	3	2 E, 1 M	403,6	0,0075
1927	2	M	116,5	0,0173	8	1 K, 5 M, 2 E	449,7	0,018
1928	—	—	129,0	—	4	1 K, 1 E, 2 M	497,5	0,0081
1929	2	M	156,6	0,0126	6	6 M	542,7	0,011
b. l. X.								
Mittel je Jahr und km 0,0153					Mittel 0,0252			

Bemerkenswert ist die überwiegende Zahl der Muffenfehler. Es ist ferner deutlich eine mit der Zeit zunehmende Sicherheit zu erkennen.

Von besonderem Interesse ist der Vergleich mit amerikanischen Statistiken über Störungshäufigkeit. Der Kabelausschuß der Engineering National Section USA. (N.E.L.A.<sup>10</sup>) gibt an, daß bei Spannungen über 6 kV in den Jahren

1926: 0,11 Fehler/km  
1927: 0,085 „  
1928: 0,075 „

vorkamen. Wenn auch eine mit den Jahren abfallende Tendenz zu bemerken ist, so sind doch die günstigsten Zahlen erheblich höher als die in den oben angeführten deutschen Statistiken. Eine vergleichende Untersuchung der Ursachen würde von größtem Interesse sein.

Diese Untersuchungen müßten dann ergeben, ob der Grund für die höhere Störungszahl in der Kabelqualität, in der Verlegeart oder in der Spannung und Strombelastung zu finden ist.

Aber nicht nur der höhere Sicherheitsgrad spricht für die Wahl von Kabeln an Stelle der Freileitungen. Bei Freileitungen müssen außer den Kosten für die Beseitigung der Störungen auch noch laufend Kosten für die Instandhaltung aufgewendet werden, so daß in Wirklichkeit eine allmähliche Erneuerung der ganzen Anlage durchgeführt wird. Dieses ist bei einwandfrei hergestellten Kabeln nicht nötig, ihre Lebensdauer ist erheblich höher. Denn man hat bei Kabeln, die schon seit 15—30 Jahren im Betrieb sind, keinerlei Alterungserscheinungen beobachtet.

<sup>9</sup> Nach Mitteilung des Herrn Wille, H. E. W.

<sup>10</sup> Halperin, Electrical World, 1. Juni 1929, S. 1093.



Wenn trotz dieser Vorzüge des Kabels außerhalb der Städte in den meisten europäischen Ländern wenige Hochspannungsleitungen verkabelt sind, dann ist der Grund wohl in erster Linie in den Schwierigkeiten der Kapitalbeschaffung und den hohen Kapitalzinsen zu suchen. In Holland z. B. ist fast das ganze 10 kV Verteilungsnetz verkabelt, und von den 50 kV Leitungen bestehen auch schon mehr als 100 km als Kabelleitungen.

Aber diese Schwierigkeiten der Kapitalbeschaffung werden den Vormarsch des Kabels auf die Dauer nicht aufhalten. Daher müssen die Kabeltechniker und Wirtschaftler sich schon jetzt mit diesen Zukunftsfragen befassen. Hier steht an erster Stelle die Frage nach der geeignetsten Stromart für Fernübertragung größter Leistungen auf weite Entfernungen.

## Einfluß der Stromart auf das Übertragungsproblem

*Dr. H. Glaser*

Bereits im Jahre 1889 hat *Thury* auf Grund der Vorschläge von *Deprez* begonnen, das Problem der Kraftübertragung durch hochgespannten Gleichstrom in Angriff zu nehmen. Im Laufe der Zeit wurde eine Reihe von Anlagen, hauptsächlich in der Schweiz und in Frankreich, auch damit ausgeführt. Die Vorteile gegenüber der heute allgemein üblichen Drehstromübertragung springen in die Augen. Sämtliche Schwierigkeiten, die durch Kapazität und Selbstinduktion der Leitungen entstehen, fallen weg. Die Beanspruchung der Isolation ist sehr viel harmloser als bei Dreh- und Wechselstrom. Gleichstrom-Einleiterkabel lassen sich in üblicher Weise armieren und billig verlegen, während für Drehstrom hoher Spannung doch nur unarmierte oder in besonderer Weise unmagnetisch armierte Einleiterkabel in Frage kommen. Da wir heute bereits über Kabel für mindestens 110 000 V Drehstrom verfügen, würden keine wesentlichen Schwierigkeiten bestehen, für Gleichstromanlagen mit geerdetem Mittelpunkt auf 220 000 V zwischen den Außenpolen zu gehen. Eine Beeinflussung von Schwachstromanlagen durch Erdung des Mittelpunktes ist nicht zu erwarten, wie frühere Erfahrungen gezeigt haben. *Thury* hat bereits Gleichstrommaschinen und -motoren für 5000 V gebaut und ist, wenigstens in seinen Entwürfen, auf Spannungen von 120 000 V gegangen. Es wäre also nicht zu kühn, von der heutigen fortgeschrittenen Elektromaschinenbautechnik ein Hinausschieben dieser Grenze zu erwarten. Dem *Thuryschen* System haftete allerdings noch eine gewisse Kompliziertheit und Schwerfälligkeit an, während es andererseits gegenüber dem Drehstrom doch gewisse Vorzüge aufwies. In der Zentrale waren keine Schalttafeln, keine Erregerregulatoren, keine Synchronisierungseinrichtungen, an den Motoren keine Anlaß- und Regelwiderstände, im ganzen Stromkreis keine Sicherungen oder automatische Abschalter vorhanden. Wenn es also gelänge, den maschinellen Teil der Kraftübertragung mit hochgespanntem Gleichstrom befriedigend durchzubilden, würde sich eine ganz wesentliche Vereinfachung und Verbilligung des Kraftübertragungsproblems ergeben, soweit es die Leitungen anbetrifft.

Man könnte nun auch untersuchen, was bei einer Herabsetzung der heute üblichen Frequenzen der Drehstromsysteme zu erwarten ist. Eine Frequenzerniedrigung würde bedeuten, daß die kapazitiven und induktiven Eigenschaften der Kabel proportional der sinkenden Frequenz an Einfluß verlieren. Allerdings steigen umgekehrt zur sinkenden Frequenz fast geradlinig die Kosten der Stromerzeuger, Transformatoren und Kompensationseinrichtungen für die Kabelkapazität. Außerdem müßte man am Ende einer Kraftübertragung Frequenzwandler vorsehen, da niedrige Frequenzen für Lichtbetrieb unbrauchbar sind. In der nachstehenden Tabelle ist der Versuch gemacht, eine Darstellung der wichtigsten Daten für eine Kraftübertragung bei 110000 V Drehstrom von 50 und 16 $\frac{2}{3}$  Per. (Frequenzzahl der heute üblichen Wechselstrombahnen), und 220000 V Gleichstrom mit geerdetem Mittelpunkt zu geben. Die zu übertragende Leistung ist mit 100000 kW zugrunde gelegt, wobei angenommen wird, daß für Drehstrom durch geeignete Kompensation der Leistungsfaktor in der Zentrale gleich 1 sei. Die Tabelle enthält die Kosten der Übertragungskabel einschließlich der bei Drehstrom erforderlichen Kompensationseinrichtungen des Lade- und Erdschlußstromes. Bei Drehstrom 16 $\frac{2}{3}$  Perioden sind auch noch die Kosten der Frequenzwandler berücksichtigt. Die Kosten der Kabelverlegung sind bei den Kabelpreisen in Rechnung gesetzt. Die Spannungen von 110000 V Drehstrom und 220000 V Gleichstrom verstehen sich für das Ende der Kraftübertragung und sind für den Anfang mit rund 10 % höher berechnet. Die zu überbrückende Entfernung sei 500 km.

#### Übertragung von 100000 kW auf 500 km

##### 1. Technische Daten und Kosten bei verschiedenen Frequenzen

Stromart	Frequenz Hz	Spannung kV	Zahl der Kabel	Technische Daten der Kabel			Kosten der Kabel inkl. Verlegung in Mill. RM.	Kosten d. Kompensat.-Einricht. in Mill. RM.	Kosten der Frequenzwandler in Mill. RM.	Gesamtkosten in Mill. RM.
				Art	Querschnitt mm <sup>2</sup>	Isol. mm				
Drehstrom	50	110	3	Einl.asphalt.	1×1000	19	71	3	0	74
Drehstrom	16 $\frac{2}{3}$	110	3	desgl.	1×1000	19	71	2,5	4	77,5
Gleichstr.	0	220	2	Einl.armiert	1×400	16	25,5	0	0	25,5

##### 2. Aufstellung der Übertragungsverluste in %

Stromart	Frequenz Hz	Spannung kV	Kabel			Kompens.-Einricht.	Frequenzwandler	Insgesamt
			Kupfer	Bleimantel	Dielektrik.			
Drehstrom . .	50	110	8,0	2,4	2,28	7,2	0	19,88
Drehstrom . .	16 $\frac{2}{3}$	110	7,4	0,8	0,76	2,4	10	21,36
Gleichstrom .	0	220	9,25	0	0	0	0	9,25

Die Betrachtung der Tabelle zeigt unwiderleglich die große Überlegenheit des Gleichstromes, soweit es das Kraftübertragungsproblem durch Kabel angeht. Man muß deshalb dem dringenden Wunsch und der Hoffnung Ausdruck geben, daß die Elektromaschinenbauer sich mit allem Ernst der Aufgabe widmen, ihrerseits das Gleichstromübertragungsproblem zu lösen. Eine Erniedrigung der Frequenzzahlen bei Drehstrom bringt keinerlei Vorteile, da die Kabel nicht billiger werden, aber trotz des sinkenden Einflusses der Kapazität die Kompensationseinrichtungen nicht wesentlich billiger ausfallen können. Es tritt im Gegenteil noch eine beträchtliche Verteuerung ein durch die Notwendigkeit, Frequenzwandler aufzustellen. Außerdem ist darauf hinzuweisen, daß auch die Krafterzeugungs- und Spannungsumwandlungsanlagen bei  $16\frac{2}{3}$  Hz ganz wesentlich teurer ausfallen als bei der in Europa normalen Frequenz von 50 Hz.

In den meisten Fällen wird es nötig sein, den fernübertragenen Gleichstrom für die vorhandenen Verteilungsnetze in Drehstrom umzuwandeln. Dies ließe sich wohl über Einankerumformer und Trafos mit einem guten Wirkungsgrad erreichen. In obiger Tabelle müßten dann noch einige Millionen Kosten und etwa 4—5% Verluste der übertragenen Leistung dem Gleichstromsystem zu Lasten geschrieben werden. Genauere Angaben waren leider nicht zu erhalten, so daß davon abgesehen wurde, die Werte in die Tabelle selbst aufzunehmen.

Der Bericht entstand unter Mitarbeit von:

Dr.-Ing. *G. Boll*, Mannheim  
 Dr.-Ing. *E. Kirsch*, Berlin  
 Dr.-Ing. *F. Loebner*, Berlin  
 Dr.-Ing. *H. Müller*, Meißen  
 Dr. *H. Reinheimer*, Berlin  
 Dr. *H. Schiller*, Mannheim  
 Dr.-Ing. *M. Weiset*, Berlin

### Summary

The first section of the paper deals with the technical principles of cable insulation. The most important insulating quality is stability i. e. resistance to the effects of time and to changes of temperature. The limits of stability have been determined from tests and practical experience. The values of stability so obtained are, however, not altogether satisfactory. Further, *Höchstädter* and *Burrat* have developed a theory in which they ascribe the limit of stability to the elastic properties of paper which acts, so to speak, as a skeleton for the compound, in view of the fact that the admissible temperature rise limits are determined by the elasticity limit of the paper when the compound expands. This theory explains much more satisfactorily the behaviour of a cable which has been in service many years and which, unlike a newly-made cable, does not alter on the occurrence of temperature variations. A satisfactory explanation has still to be found for these questions and further investigation, with a view to definitely determining the voltage and temperature limits at which standard insulation is no longer adequate and where oilfilling or other methods must be resorted to, would be of great value to cable manufacturers.

¶ The *Höchststädter* theory is dealt with in some detail, the discussion being extended to the qualities of cables with one and three lead-covered conductors.

The second section deals with the various methods of cable-laying. It is the practice in Germany to lay the cable simply in the ground, though protective earthenware pipes are also occasionally used. The work of cable-laying has been greatly facilitated recently by the introduction of such appliances as trench excavators, drilling machines, etc., the first instance of cable-laying by entirely mechanical means being provided by the Weissenfels-Zeitz Elektrizitäts-Verband.

Doubts have recently been cast on the necessity of armouring lead-covered cables as this would appear to be superfluous if the cables are carefully laid, quite apart from the fact that corrosion sets in rapidly. Information based on experience gained with unarmoured cables would be of assistance in clearing up this question.

Cable joints are usually made by hand in situ even for the highest voltages, the insulation obtained being, it is said, equal to that of the cable. A cable box is generally used to protect cable joints. It may, however, be mentioned that a former method has recently come into use again, by which the surplus armouring at the ends of the cable is wrapped over the sleeve joint. Even where, through lack of space, this method may prove suitable, a particularly carefully soldered joint is necessary, if corrosion is to be prevented. The iron cable boxes used for 3-core cable joints are often employed for single-core and terminal boxes. The expediency of this is doubtful in the case of very high currents.

The third section of the paper discusses the properties of cables under working conditions. The considerable influence exerted by the capacity of the cable on the working conditions is discussed. Long distance transmission lines can be improved by suitable compensating devices, though no practical applications of such apparatus exists as yet. The cable capacity also serves as a protection against transients, so that no special protection from overvoltage need be provided; in fact, cables have been employed recently as a protection against overvoltage for the leads-in to transformer sub-stations. Single-core cables and their additional losses in addition to the several methods of avoiding or reducing the loss in the lead sheath and the armouring are dealt with. The effects of short circuits from the mechanical and thermal point of view are also discussed. In determining the maximum intensity and admissible duration of the short circuit, consideration must be given not only to the temperature of the copper conductor but also to the limit of hydrostatic pressure, due to the temperature rise of the oil, exerted on the layers of insulation nearest to the conductor. Lastly, information is given on the admissible temperature of the copper under permanent working conditions and on the admissible load for different types of cable. The results of recent investigations on the most economical load of cables would form an interesting subject of discussion.

The fourth section of the paper describes a number of modern h. t. cable installations in Germany and the neighbouring states, mention being made of the 60 kV cable at Cassel, Magdeburg, Altona and Hannover, the 100 kV cable at Zschornowitz and Nuremberg and the 50 kV cable crossing the Sund between Denmark and Sweden, as well as the Grimmelstrasse cable in Switzerland. Statistics are given for the reliability of cables in service, in which it is shown that cable defects are considerably less for German than for American cables, the probable reason being that the working temperature is lower in the case of the former.

The last section of the paper deals with long distance transmission, the advantages of the d. c. system in comparison with the a. c. system being illustrated by an

example, which shows that reduction of the frequency from 60 to  $16\frac{2}{3}$  cycles in no way diminishes the disadvantages inherent in the use of alternating current. It still remains to be seen whether the calculated results are generally valid, particularly if the distance of 560 km chosen is not excessive for a voltage of 100 kV. Since in the opinion of cable engineers d. c. transmission offers considerable advantages, it would be as well if the designers of electrical machines also submitted this question to careful consideration.

### Literatur

ETZ Jahrg. 1906 S. 779, 1906 S. 1091, 1907 S. 511, 1908 S. 17, 1914 S. 219.

Österreich

## Die Beseitigung von Rauhreif- und Eisbildungen auf Hochspannungsfreileitungen

Österreichisches Nationalkomitee

*Ing. J. Schlögl*

Die Zeit, in der wir leben, bedingt unter anderem die Erzeugung möglichst billiger Energie, um der Industrie Gelegenheit zu bieten, ihre Erzeugnisse zu solchen Preisen herstellen zu können, daß sie den Wettbewerb mit dem Auslande erfolgreich aufzunehmen in der Lage ist. Der Verkaufsstrompreis wird hauptsächlich bestimmt durch die Kosten der Erzeugung, der Umwandlung, der Fortleitung und Verteilung des elektrischen Stromes. Um ersterer Bedingung zu entsprechen, muß die Erzeugung in großen Kraftwerken erfolgen, die bei Wärmekraftwerken möglichst nahe dem Gewinnungsorte der Kohle gelegen sein müssen, während bei Wasserkraftanlagen diese Bedingung ja durch die Größe der Kraftquelle gegeben ist.

Nachdem nun die Hauptstromverbraucher, als welche namentlich die großen Städte und die einzelnen Industriegebiete in Betracht kommen, meist weit abseits der Erzeugungsstellen gelegen sind, wird in diesen Fällen eine Fernleitung des elektrischen Stromes erforderlich werden. Mit Rücksicht auf die hohen Kosten wird man nur in Ausnahmefällen zur Verlegung von Kabelleitungen schreiten; gewöhnlich wird aber die Fernleitung des Stromes durch Freileitungen erfolgen. Diese stellen die Verbindung zwischen den Erzeugungs- und Abgabestellen der Energie her, und es muß, wie bereits erwähnt, der Transport derselben mit möglichst geringen Kosten durchgeführt werden. Die Fernleitungen bilden aber ohne Zweifel einen sehr wunden Punkt in den Stromlieferungseinrichtungen, wenn sie nicht mit größter Sorgfalt ausgeführt und betrieben werden. Gegen nichts ist der Verbraucher von elektrischer Energie empfindlicher als gegen unvorhergesehene Störung in der Stromlieferung. Aus diesem Grunde sind alle großen Elektrizitätswerke, die über lange Überlandleitungen verfügen, bestrebt, ihre Übertragungsanlagen so betriebssicher als möglich einzurichten. Um diese Bedingung erfüllen zu können, muß man sich vollständig darüber klar sein, welchen Gefahren Freileitungen unter gewöhnlichen Verhältnissen ausgesetzt sind. Schon die Wahl einer nicht geeigneten Trasse, die beispielsweise Gebiete durchzieht, welche unter starker Rauhreifbildung, Blitzschlägen und Stürmen zu leiden haben, birgt

eine Gefahr für die Leitung in sich. Weiter ist die Aufstellung von Masten auf Rutschgelände, Bruchufeln oder im Überschwemmungsgebiete von Flüssen außerordentlich bedenklich.

In vielen Fällen wird eine oder die andere dieser Bedingungen aus nicht näher zu erörternden Gründen nicht erfüllt werden können, und es muß deshalb in anderer Weise für die Sicherheit der Leitung vorgesorgt werden, etwa indem die Leitung ständig gut überwacht wird oder indem rechtzeitig die erforderlichen Maßnahmen getroffen werden, um die drohende Gefahr abzuwenden.

Den Gefahren elektrischer Natur, denen die Freileitungen ausgesetzt sind, hat man heutzutage bereits zu begegnen gelernt, und zwar durch Verwendung von Isolatoren besonderer Güte, die einen sehr strengen Prüfung unterworfen werden, und durch den Einbau von Erdungsdrosselspulen und Löschtransformatoren zum Schutze gegen den aussetzenden Erdschlußlichtbogen. Wir haben es also hauptsächlich mit Gefahren mechanischer Natur zu tun.

Die Fernleitungen werden auf Grund von Vorschriften gebaut, und die den Berechnungen zugrunde gelegten Werte sind Erfahrungswerte, die für das betreffende Gebiet Geltung besitzen. Mit Rücksicht darauf, daß die klimatischen Verhältnisse innerhalb eines großen Gebietes ja nicht überall die gleichen sein können, stellen die in diesen Vorschriften angegebenen Werte nur Mittelwerte dar. Es ist deshalb auch nicht möglich, derartigen Vorschriften eine internationale Bedeutung zu geben. Aus diesem Grunde gelten in den verschiedenen Ländern Europas und der übrigen Erdteile verschiedene Vorschriften. Auch die in den einzelnen Ländern bestehenden Vorschriften haben im Laufe der Jahre verschiedene Wandlungen durchgemacht. So wurde beispielsweise in Österreich die in die Rechnung einzusetzende Größe des Winddruckes von 150 auf  $125 \text{ kg/m}^2$  senkrecht getroffener Fläche herabgesetzt und die für die Bestimmung der Zusatzlast geltende empirische Formel, welche früher  $190 + 50d$  lautete, durch  $180 \sqrt{d}$  ersetzt.

Wie bereits erwähnt, können aber auch zeitweise Belastungen auftreten, welche weit über das Maß der der Berechnung zugrunde gelegten Werte hinausgehen. Beispielsweise ist es nicht möglich, eine Leitung so sicher zu bauen, daß sie einem Wirbelsturm, einer ungewöhnlichen Eis- und Rauhreifbelastung oder sonstigen Naturgewalten standhält.

Wir wollen uns nachstehend namentlich mit jenen Vorkehrungen befassen, welche nötig sind, um einer außergewöhnlichen Belastung der Leitung, wie sie durch Eis- und Rauhreifbildung entsteht, zu begegnen.

Als Beispiel hierfür diene eine Anlage der Wiener städtischen Elektrizitätswerke. Dieselben besitzen eine Anzahl von 100 kV-Leitungen, auf denen Wasserkraftstrom aus einer Entfernung von 120 bis 170 km nach Wien geleitet wird. Die Stromerzeugung erfolgt in den Kraftwerken Opponitz am Ybbsfluß, Gaming, das an einer Gefällstufe der II. Wiener Hochquellenleitung liegt, und dem Kraftwerke Partenstein der Oberösterreichischen Wasserkraft- und Elektrizitäts-A.-G. Die in diesen Kraftwerken erzeugte Energie wird zu einem Schaltwerke geleitet, das sich am Vereinigungspunkte der drei 100 kV-Leitungen im

Orte Gresten befindet, von wo aus eine Doppeldrehstromfreileitung bis nach Wien führt. Die Längen der einzelnen Leitungen zwischen den Kraftwerken und Gresten betragen 25, 10 und 72 km.

Den Gegenstand unserer Besprechung bildet die 72 km lange Leitung, die vom Kraftwerke Partenstein über die Schaltanlage Wegscheid bei Linz nach Gresten führt.

Die Freiluftanlage in Gresten liegt in einer von Höhenzügen eingeschlossenen Mulde auf einer Seehöhe von 406 m, in welche vier Täler einmünden. Jedes derselben wird von einer 100 kV-Leitung durchzogen, die nach Opponitz, Gaming, Wien und Partenstein führen. Die gegenständliche Leitung verläuft vorerst im Tale bis Randegg, dort verläßt sie das Haupttal, um in ein starkbewaldetes Seitental einzubiegen, das ziemlich rasch nach dem auf einer Höhe von 700 m gelegenen kleinen Orte St. Leonhard am Walde führt. Nächst diesem wird ein tief eingeschnittenes, zur Höhe strebendes Nebental mit einer Spannweite von 345 m übersetzt, worauf die Leitung unterhalb des auf der Höhe von 700 m hinziehenden Gebirgskammes bis zu dem rund 7 km entfernt gelegenen Gehöfte Sandlehen verläuft. Hier eine kleine Senke im Kamm übersetzend, verläuft sie über einem bewaldeten, sanft abfallenden Hang gegen das Ybbstal, das sie beim Orte Hilm-Kematen erreicht. An dieser Stelle befindet sich ein Wächterhaus für den Streckenbegeher, dessen Aufgabe es ist, die Leitung in bestimmten Zeiträumen abzugehen und alle bemerkten Unstimmigkeiten nach der Schaltstation Gresten zu melden. Von Hilm-Kematen aus verläuft die Leitung in westlicher Richtung zum Schalthaus in Wegscheid.

Anfang Dezember 1927 trat in dem 30 km langen Stücke zwischen Gresten und Hilm-Kematen, und zwar auf dem in 700 m Höhe verlaufenden Teile, eine ungewöhnlich starke Rauhrefibehangbildung auf, von der die Betriebsleitung aber erst dadurch Kenntnis bekam, als innerhalb kurzer Zeit wiederholt Auslösungen des im Schaltwerke Gresten befindlichen selbsttätigen Leitungsölschalters erfolgten. Schließlich ließ sich der Schalter überhaupt nicht mehr einlegen, und es mußte, da die Lage des Fehlerortes nicht bekannt war, die gesamte Leitungsstrecke von Wegscheid bis Gresten durch einzelne Trupps abgegangen werden. Die Untersuchung ergab, daß die Leitung zwischen dem Orte St. Leonhard und dem Gehöfte Sandlehen an mehreren Stellen gerissen und das Fundament eines der beiden Abspannmasten der Talübersetzung, der in einem Winkelpunkte angeordnet ist, gebrochen war. Der Abspannmast war seitwärts umgefallen, und der unterste Ausleger steckte etwa 1 m tief im Erdboden, ohne daß die Leitungsseile in diesem Spannungsfelde gerissen waren. Für die Berechnung der Leitungen und Maste war, den bestehenden Vorschriften entsprechend, eine Zusatzlast nach der Formel  $180 \sqrt{d}$  zugrunde gelegt worden. Da die Leitungsseile einen Querschnitt von  $95 \text{ mm}^2$  besitzen, so ergibt dies für 1 m eine Zusatzbelastung von etwa 670 g. Der Durchmesser der Rauhrefibwalze betrug im Mittel 165 mm, so daß bei einem spezifischen Gewichte von etwa 0,33, das durch Messungen festgestellt worden war, die Zusatzlast mindestens 6,5 kg für 1 m betragen haben mußte. Zum



Unglück trat in diesem Zustande der Leitung noch ein mäßiger Wind auf, der einerseits die Zusatzlast vergrößerte, andererseits ein teilweises Abfallen des Rauhreifbehanges bewirkte, was ein Emporschnellen der wie Saiten gespannten Seile zur Folge hatte. Dieser Überbeanspruchung war der Abspannmast nicht gewachsen.

Bezüglich der Seilrisse kann mit Sicherheit angenommen werden, daß sie erst nach vorgenommener Abschaltung der Leitung erfolgt sind. Die wiederholten Schalterauslösungen dürften dadurch zustande gekommen sein, daß die Leitungsseile, welche durch die großen Belastungen einen außerordentlich starken Durchhang aufwiesen, teils beim Abfallen des Behanges emporschnellten, teils beim Aufkommen des Windes zusammenschlugen.

Die ungewöhnliche Stärke des Rauhreifes war daraus zu ersehen, daß der von den mittelhohen Waldbäumen abgefallene Behang auf vollkommen schneefreiem Boden eine Schicht von ungefähr 12 cm Stärke bildete.

Wie spätere Beobachtungen ergaben, erfolgte die Bildung des Behanges derart, daß die aus der Ebene längs des Gebirgshanges aufsteigende, mit Feuchtigkeit vollkommen gesättigte Luft über die Bäume, Masten und Leitungen strich, deren Temperaturen unter 0° C gelegen waren, wobei die Feuchtigkeit in Form von Eisnadeln ausschied, die sich an den einzelnen Gegenständen festsetzten und schließlich einen zusammenhängenden Belag bildeten, der gegen die Windrichtung weiter vorbaute. Erwähnt muß noch werden, daß die Bildung der Rauhreifwalze allmählich erfolgte, denn es zeigten später angestellte Beobachtungen, daß hierzu mehrere Tage und Nächte notwendig waren, um die katastrophale Stärke zu erreichen.

Unter diesen Umständen wäre es daher ohne weiteres möglich gewesen, die Betriebsleitung rechtzeitig zu warnen. Allein ein pflichtvergessener Streckenwächter hatte es unterlassen, die Leitung abzugehen, und hatte nur Phantasiemeldungen über deren Zustand auf telephonischem Wege erstattet.

Während der Instandsetzungsarbeiten an der Leitung änderten sich die Witterungsverhältnisse, und der Behang fiel ganz ab. Aber schon eine Woche später zog der Nebel abermals über die Höhe, und das Spiel begann von neuem.

Man versuchte nun, die Rauhreifbildung im Anfangszustande von der abgeschalteten Leitung mittels Stangen abzuschlagen, allein dies war nicht nur ein sehr mühsames Beginnen, sondern es hatte auch noch den außerordentlich großen Nachteil, daß die Seile beim Abfallen der Last emporschnellten, was eine sehr ungünstige Wirkung auf die Mastausleger zur Folge hatte.

Auf Grund dieser Erfahrungen wurde nun beschlossen, der Sache auf eine andere Weise beizukommen. Die Leitung wurde beim Wächterhaus in Hilm-Kematen kurzgeschlossen und eine Maschine des Kraftwerkes Gaming auf die kurzgeschlossene Leitung geschaltet. Die Leistung des Stromerzeugers betrug 4000 kVA bei 5000 V. Hierbei mußten im Kraftwerke Gaming und in der Schaltanlage Gresten vorübergehende

Leistungsverbindungen hergestellt werden, wobei sämtliche Apparate abgeschaltet waren. Es zeigte sich aber, daß die vom Generator gelieferte Stromstärke nicht genügte, die Leitung vom Eise zu befreien. Infolgedessen wurde die Spannung des Stromerzeugers auf etwa 5500 kV erhöht, wodurch eine Stromstärke von 200 A erzielt wurde. Die spezifische Belastung der Leitung betrug daher 2,1 A/mm<sup>2</sup>.

Der bei St. Leonhard aufgestellte Beobachter, dem eine tragbare Sprechstelle der leitungsgerichteten Hochfrequenztelefonanlage zur Verfügung stand, meldete die Vorgänge auf der Leitung nach Gresten. Erst nach 2 h konnte er berichten, daß der Behang allmählich abzufallen beginne, und nach einer weiteren halben Stunde, daß die Leitungsseile vollständig frei geworden waren.

Um nun in Zukunft die Leitung nicht allzulange außer Betrieb setzen zu müssen, wurde erwogen, die rechnungsmäßig festgestellte spezifische Strombelastung durch Erhöhung der Klemmenspannung auf 9000 V zu erreichen. Aus diesem Grunde gelangte im Kraftwerke Gaming ein Transformator zur Aufstellung, der eine Leistung von 3000 kVA besitzt, welcher die Klemmenspannung der Maschinen von 5000 auf 9000 V erhöht. Dieser Transformator wurde in einem Wiener Umspannwerke außer Betrieb gesetzt, da er einer veralteten Type angehört, und entsprechend umgewickelt. Gleichzeitig wurde, um die lästige und zeitraubende Herstellung der vorübergehenden Leistungsverbindungen zu erübrigen, an die Ausbildung einer besonderen Stromzuführung in Gaming und Gresten geschritten, mittels welcher es in Gresten möglich ist, Teile der von dieser Anlage abgehenden Leitungen wahlweise mit der Leitung Gaming-Gresten zu verbinden. Auf diese Weise kann die Auswärmung aller vier in Gresten sich vereinigenden 100 kV Leitungsstrecken bis auf 30 km Entfernung durchgeführt werden.

Im Winter 1928 trat eine Rauhreifbildung auf den Leitungen nicht auf, so daß die geschilderte Anlage noch nicht in Betrieb genommen werden mußte. Es unterliegt aber keinem Zweifel, daß sie voll und ganz ihre Bestimmung erfüllen wird.

Wie bereits früher erwähnt, wäre es gänzlich unwirtschaftlich gewesen, einzelne besonders gefährdete Freileitungsstrecken derart durchzubilden, daß sie den außerordentlichen Belastungen standzuhalten vermögen. Es ist entschieden wirtschaftlicher, durch Einbau von Auswärmanlagen, etwa in der Art, wie sie hier geschildert wurde, für außergewöhnliche Fälle vorzusorgen. Es liegt aber auch für die Behörde kein Anlaß vor, die bestehenden Vorschriften zu verschärfen, denn es muß nochmals betont werden, daß solche außergewöhnlichen Fälle als Katastrophen gewertet werden müssen.

Ein besonderer Verlust durch den Entfall an Stromlieferung wird durch die Auswärmung der Leitung nicht eintreten, da hierfür ungefähr eine halbe Stunde notwendig sein wird.

Erwähnt sei noch, daß, um jederzeitiges rasches Kurzschließen der Leitung beim Wächterhaus Hilm-Kematen zu ermöglichen, daselbst ein Schalter eingebaut wurde, der auf Aufforderung der Werksleitung vom Streckenwächter gefahrlos bedient werden kann, so daß sich

die Entsendung eines Organes von Gresten nach Hilm-Kematen erübrigt.

Von den beiden Bildern zeigt Abb. 1 das mit Rauhreif bedeckte Leitungsseil, Abb. 2 den umgestürzten Abspannmast des Weitspannfeldes (345 m Spannweite) mit dem provisorischen hölzernen Abspanngerüst.



Abb. 1.

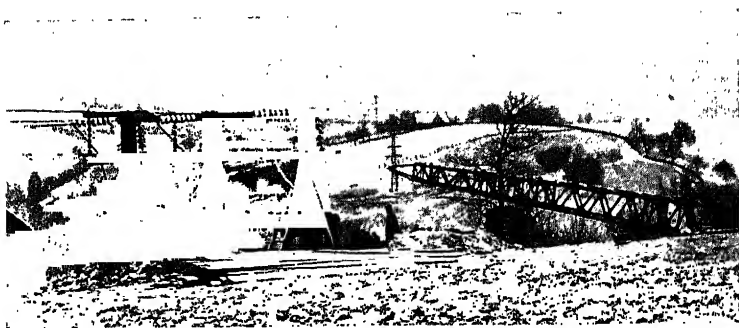


Abb. 2.

### Summary

It is shown that individual sections of h. t. transmission lines suffer especially from severe weather conditions, particularly as the result of the formation of ice and hoar frost on the line, and that it would be economically impossible to construct such sections of line to stand up to the max. stresses officially specified. The best means of preventing the line being overloaded in this manner is to pass electrical current of high amperage through it. The method adopted by the Vienna Municipal Electricity Works for this purpose is described.

Rußland

## Hochspannungs-Kraftübertragungsleitungen in der U.d.S.S.R.

Zentraler Elektrotechnischer Rat

*Prof. N. I. Suschkin*

Im Zusammenhange mit dem mächtigen Wachstum der Bezirks-Elektrizitätswerke in der U.d.S.S.R. kamen auch die Übertragungslinien zur Entwicklung. Schon bei der Errichtung der ersten Bezirks-Elektrizitätswerke von Kaschira, Schatura, Wolchow und Balachna, die mittels Kraftübertragung Moskau, Leningrad und Nishnij Nowgorod bedienen sollten, mußte man 110-kV-Spannung für die Übertragungsleitungen anwenden. Dieselbe Spannung hatte man auch für die Kraftübertragung im Donezbecken und im Ural anwenden müssen. Mit der weiteren Entwicklung des Aufbaues mächtiger Bezirks-Elektrizitätswerke erwies sich die 110-kV-Spannung schon als ungenügend, und die neuen Projekte der Dampf-Elektrizitätswerke Bobrik und Malaja Wischera sowie der Wasserkraftwerke Swir und Dnjepr setzen schon Übertragungsleitungen mit einer Spannung von 160 bis 220 kV voraus.

Beim Planieren und bei der Errichtung der Hochspannungsübertragungsleitungen hat man die große Mannigfaltigkeit der Klimaverhältnisse in verschiedenen Gebieten der U.d.S.S.R. zu beachten. In mehreren Gegenden, wie z. B. im Donezbecken und in der Nähe von Noworossiisk, kann man die Bedingungen der Eisbelagbildung und der Windstärke mit denen vom Hochgebirge vergleichen. Die in der U.d.S.S.R. angenommenen mechanischen Berechnungsnormen der Übertragungsleitungen kommen den deutschen gleich, sind aber etwas schwerer.

Im Zusammenhang mit der intensiven Entwicklung der Industrie in der Union ist größte Metallökonomie erforderlich, wodurch man auch die Bestrebungen der Sowjettechniker erklären könnte, bei der Errichtung der Hochspannungsübertragungsleitungen überall dort, wo es möglich ist, Holzmasten anzuwenden und solche Konstruktionen zu erfinden, die möglichst geringen Metallaufwand beanspruchen. Im weiteren ist ein Versuch gemacht worden, die bemerkenswertesten Konstruktionen der aufgebauten oder der zu errichtenden Übertragungsleitungen in der U.d.S.S.R. kurz zu schildern und daneben die Grundsätze festzustellen, die die beschriebenen Konstruktionen rechtfertigen.

### Metallmasten

Für die Leitungen des Donezbeckens (die Sterovskaja-Elektrizitätswerke) wurde der amerikanische sowie auch der deutsche Mastentypus

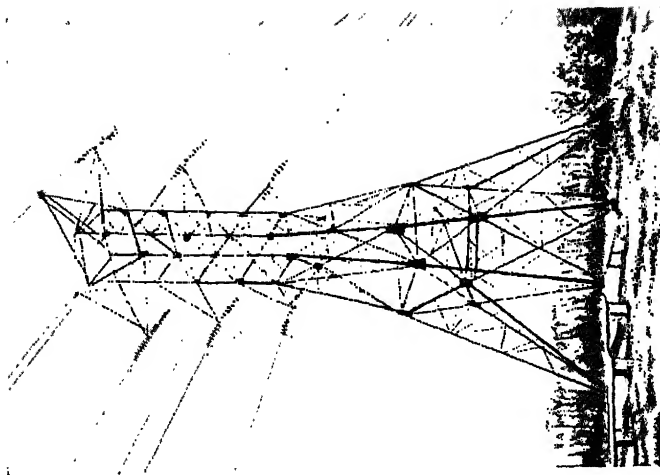


Abb. 3.

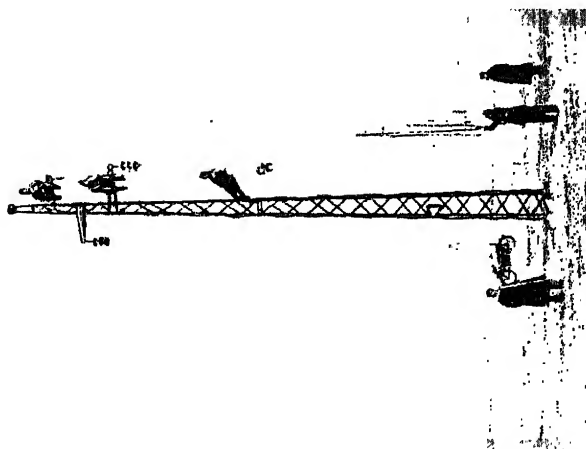


Abb. 2.

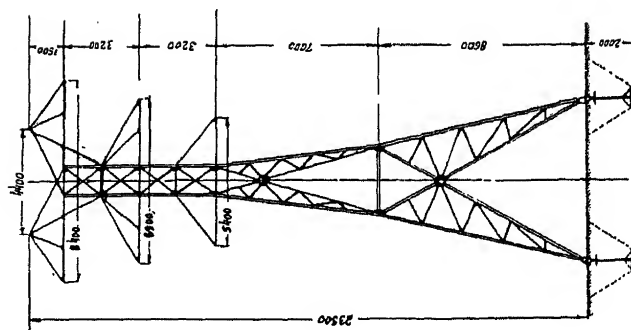


Abb. 1.

angewandt (Abb. 1 und 2). Für die Übertragungsleitung Schatura—Moskau (eine Strecke von 110 km, Spannung 110 kV, Leitungsschnittfläche  $2 \times 3 \times 95 \text{ mm}^2$ ) wurde der amerikanische Mastentypus genommen (Abb. 3). Da diese Leitung durch die Stadt längs des Kais des

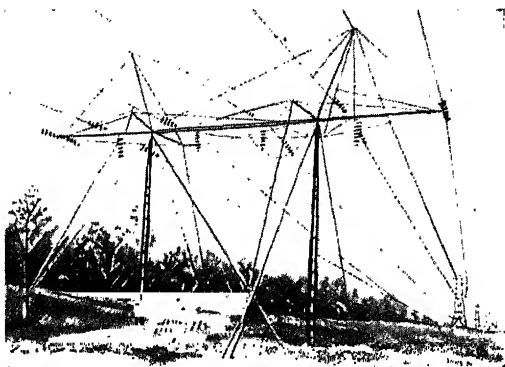


Abb. 4.

Moskwa-Flusses geht, wurde der erwähnte Mastentypus für die Stadtstrecke verstärkt und so verändert, daß man die Masten auf dem Trottoir aufstellen konnte, ohne dadurch die Passage zu stören.

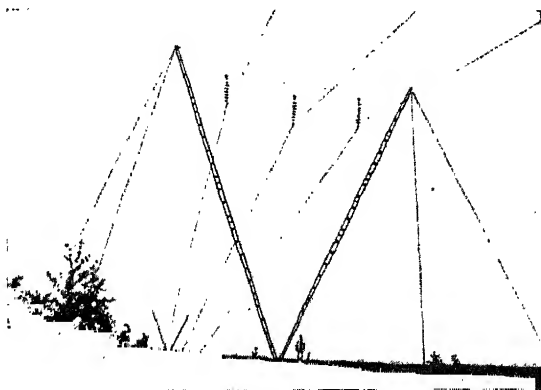


Abb. 5.

Die Bestrebung, die Metallmenge zu vermindern und den Mast leichter zu machen, führte zu einer Konstruktion, die in Abb. 4 angegeben ist und die an und für sich zweckmäßig erscheint, obgleich sie auch etwas schwer zu montieren ist.

Eine andere Konstruktion, welche noch nicht eingeführt worden ist, und welche dasselbe Ziel verfolgt, ist in Abb. 5 dargestellt.

Es wurden von Glawelektro entsprechende Geldsummen für Versuche genehmigt, die zum Erfinden des zweckmäßigsten und wirtschaftlichsten Metallmastentypus führen sollen.

### Holzmasten

Als Grundfrage bei der Projektierung der Holzmasten, ebenso wie der Metallmasten, ist die Auswahl der Spannweite zu betrachten. Einfache, nicht zusammengesetzte Masten bedingen verhältnismäßig geringe Spannweiten und eine große Menge kostspieliger Isolatoren. Zum Erlangen großer Spannweiten muß man gewöhnlich zusammen-

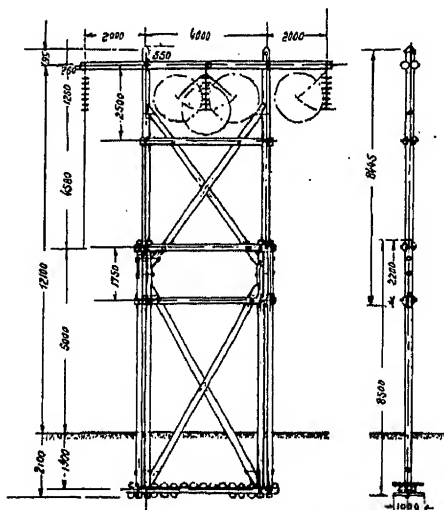


Abb. 6

gesetzte Masten mit zahlreichen Fugen und Bolzen anwenden, was zu gleicher Zeit die Mastenkosten erhöht und ungünstig die Sicherheit der Exploitation beeinflusst.

Der zusammengesetzte Mastentypus für eine Spannweite von 225 m (Abb. 6) ist für Kraftübertragungsleitung von den Kraftwasserwerken Wolchow—Leningrad angewandt worden (Spannung 110 Vk, 3 Drähte à 120 mm<sup>2</sup>). Der Mastentypus stellt eine einfache Konstruktion dar, die für mehrere Übertragungsleitungen (wie z. B. die der Kaschira, Nishnij Nowgorod, Briansk usw.) benutzt wurde (Abb. 7). Der Mast besteht aus zwei Teilen: dem unteren, der in den Boden eingegraben wird, dem Stuhl, und dem oberen, überirdischen, der an den Stuhl mittels Bandagen aus Eisendraht befestigt ist.

Ihrer Konstruktion nach erinnern diese Masten an die amerikanischen Masten, welche in „Electrical World“ (s. Nr. vom 20. Januar 1923) beschrieben wurden, mit dem Unterschiede, daß der amerikanische Mast so gestellt wird, daß die Kontaktfläche zwischen dem Stuhle und dem oberen Teile senkrecht zu der Richtung der Leitung angeordnet

ist; in unseren Konstruktionen bleibt diese Fläche waagrecht zu der Leitungsrichtung, d. h. zu der Richtung der maximalen Beanspruchungen, die im Falle eines Drahtbruches wirksam werden. Theoretische Berechnungen, sowie auch sorgfältig durchgeführte Versuche haben gezeigt, daß die Masten eines solchen Typus der Leitung eine große

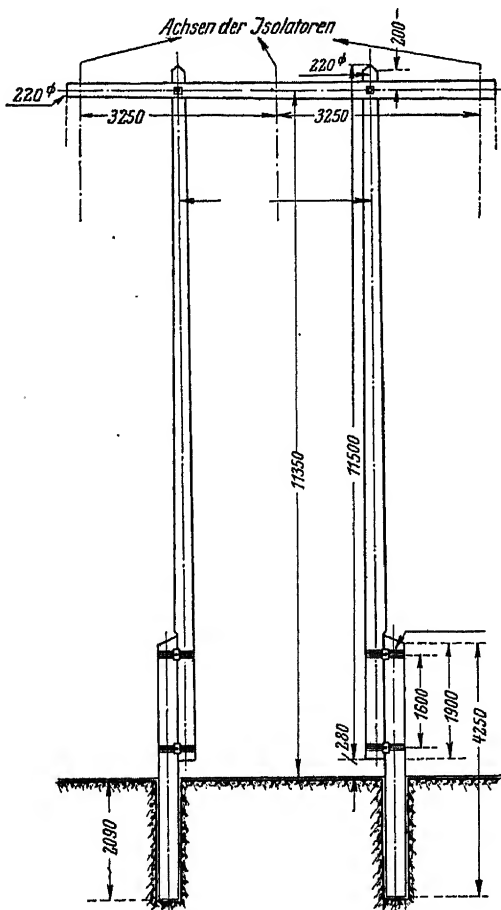


Abb. 7.

Zuverlässigkeit im Falle eines Drahtbruches verleihen. Das Gleiten des Mastes in der Kontaktfläche zwischen dem Stuhle und dem oberen Teile bedingt die Möglichkeit sehr großer Abweichungen des oberen Mastteiles und daneben auch eine sehr große Zugabnahme in den unabgerissenen Drähten, zugleich mit einer sehr geringen Mastenbelastung. Falls der Mast auch sehr stark nachgibt (z. B. bis 2,5 m im Zopfende), gleicht die Zugdifferenz der dem Drahtbruche folgenden Spannweiten sich bald aus, wie es das Diagramm (Abb. 8) beweist



(Kurve I), welches einer Leitung mit den Drähten  $3 \times 70 \text{ mm}^2$  und mit der Spannweite von 170 m entspricht; die Kurve zeigt die Abhängigkeit des Drahtzuges von der Spannweite: in der ersten Spannweite nach dem Bruche fällt der Zug infolge der Abweichung des Mastes und der Isolatoren bis  $3,5 \text{ kg/mm}^2$ ; je weiter von dem Bruchpunkte entfernt, desto stärker ist der Zug, der in der vierten Spannweite die Größe von  $9 \text{ kg/mm}^2$  erreicht. Kurve II stellt die Zugdifferenz für die Drähte derselben Leitung dar, in Abhängigkeit von der Entfernung der Spannweite von dem Bruchpunkte. Wie aus der Kurve zu ersehen ist, nimmt diese Differenz schnell ab und macht schon auf dem 6. und 7. Mast nur  $0,5 \text{ kg/mm}^2$  aus. Das hat nur eine Isolatorenabweichung zur Folge, ohne den Mast zu belasten. Die ersten Masten des eben beschriebenen Typus wurden in Leitungen mit einer Spannweite von 170 m aufgestellt.

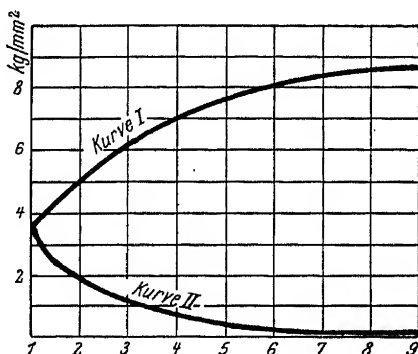


Abb. 8.

Gegenwärtig werden dank der Anwendung der Schleifklemmen, welche weiter beschrieben sind, solche Masten für Spannweiten bis 225 m projektiert.

### Schleifklemmen

In den Gegenden, wo Glatteis vorkommt, wie z. B. im Donezbecken, und die Eisbelagsstärke auf den Drähten 40 bis 50 mm und mehr bei starkem Winde erreicht, ist die Projektierung der Übertragungsleitungen von genügender Zuverlässigkeit für die ungünstigen Verhältnisse in ökonomischer Hinsicht unmöglich, so daß man dort die Leitungen für Durchschnittsverhältnisse zu berechnen hat, wobei aber zu beachten ist, daß bei ungünstigen, katastrophischen Verhältnissen die Leitungsbeschädigung möglichst gering sein muß, und daß man sie in kurzer Zeit beseitigen könnte, d. h. daß ein Drahtbruch keine Mastenbeschädigung bzw. Mastenfall oder Zerstörung zur Folge hat.

In dieser Hinsicht besitzt der beschriebene Mastentypus große Vorzüge, da im Falle eines Drahtbruches vorhandene Deformationen (das Gleiten des Mastes in der Kontaktfläche zwischen dem Stuhle und dem oberen Teile) leicht repariert werden können, wie es die Erfahrung beweist. Als eine andere Maßnahme, die für die Leitungsentlastung im Falle eines Drahtbruches dienen soll, sind die Schleifklemmen zu be-

trachten. Im Jahre 1924, noch vor der Veröffentlichung der Angaben über die deutschen Rutschklemmen, wurden zwei Modelle der Schleifklemmen konstruiert (Abb. 9 und 10). Diese Klemmen wurden versuchsweise in der Übertragungsleitung von Nishnij Nowgorod geprüft (Spannung 110 kV, Spannweite 170 m, Drahtschnitt  $3 \times 70 \text{ mm}^2$ , waagrechte Lage der Drähte in ein und derselben Fläche). Zu gleicher Zeit mit den Versuchen und den Beobachtungen in der genannten Leitungslinie wurde auch die Berechnungstheorie für die Leitungen mit Schleifklemmen<sup>1</sup> ausgearbeitet, welche durch Versuche bewährt wurde.

Es ist klar, daß bei der Anwendung der Schleifklemmen ein Drahtbruch ohne Eisbelag keine Beanspruchung längs der Leitung zur Folge hat, und daß nur im Falle des Eisbelags, wenn die Klemmen und die Drähte zusammenfrieren, von einer Beanspruchung längs der Leitung die Rede sein kann. Die Versuche, die mit der Leitungslinie von Nishnij

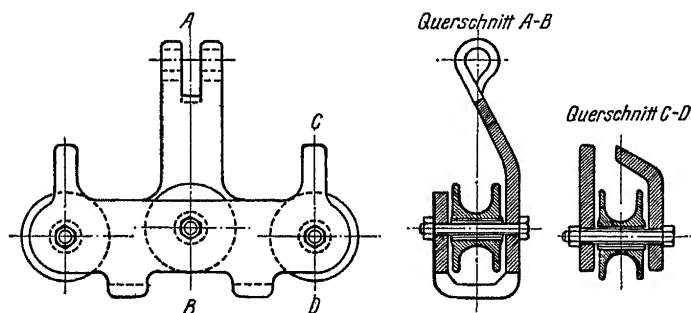


Abb. 9.

Nowgorod durchgeführt wurden, ergaben einige Hinweise in dieser Hinsicht. Bei einem künstlich hervorgerufenen Eisbelag wurde es klar, daß für eine  $70 \text{ mm}^2$ -Drahtleitung eine den Eisbelag zerstörende Beanspruchung nicht 200 kg übertrifft, daß aber im Falle einer Stoßwirkung diese Beanspruchung bis auf 180 kg sinkt.

Sehr interessant ist auch jene Beobachtung, daß die Eisbelagsstärke einen merklichen Einfluß auf die zerstörende Beanspruchung hat; wenigstens wurde es durch den Versuch festgestellt, daß bei der Eisbelagsstärke von 10 und 20 mm die zerstörenden Beanspruchungen einander gleich waren und nur von der Verkettungskraft zwischen Eis und Kupfer abhingen.

Es ist zu bemerken, daß, nach unserer Meinung, die durch den Versuch festgestellte, den Eisbelag zerstörende Beanspruchung nicht jene Beanspruchung ist, welche man bei der Mastberechnung für den Fall des Drahtbruches in Betracht ziehen muß; der Versuch hat nämlich bewiesen, daß während des Drahtbruches die Eisbelagszerstörung sehr schnell erfolgt und die ganze Erscheinung als ein Impuls betrachtet werden kann, dessen Energie in bedeutender Weise durch die Abweichungsarbeit der Isolatorenkette von der waagrechten Stellung absor-

<sup>1</sup> Ing. *Suschkin* und Ing. *Glazunoff*, Neue Konstruktionen der Hochspannungsleitungen. Gosisdat, 1928.

biert wird. Nach unserer Meinung, welche jedenfalls noch durch Experimente bewährt sein muß, ist es nicht nötig, die Leitungslinie hinsichtlich waagrechter Beanspruchungen zu berechnen. Gegenwärtig ist es schon klar, daß die Drähte, die mittels Schleifklemmen angehängt sind (Abb. 9 und 10), vollkommen befriedigend 5 Jahre lang arbeiten können, ohne irgendwelche Spuren der Abnutzung aufzuweisen.

So darf man auf Grund des Versuches mit Hochspannungsübertragungsleitungen (bis 110 kV) zu folgenden Schlußfolgerungen kommen:

1. Holzmasten sind für Kraftübertragungsleitungen von der Spannung bis 110 kV als vollkommen annehmbar zu betrachten.

2. Die Konstruktion der Holzmasten für Hochspannungsleitungen muß möglichst einfach sein, ohne dabei die Möglichkeit ökonomischer Spannweiten zu beheben. Im Falle eines Drahtbruches dürfen die Holz-

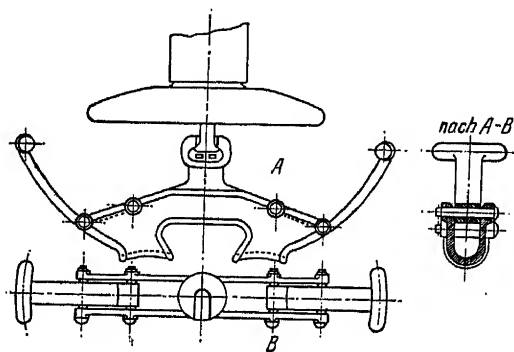


Abb. 10.

masten nicht gestürzt werden; in dieser Hinsicht kann man die in der U.D.S.S.R. angewandten Masten als zweckmäßig betrachten.

3. Die Anwendung der Schleifklemmen, besonders in solchen Gegenden, wo Eisbelag möglich ist, ist als sehr zweckmäßig zu betrachten, da sie die während des Drahtbruches vorhandene Beanspruchung, die längs der Leitung gerichtet ist, reduziert.

### Summary

The following conclusions may be drawn from tests carried out on h. t. power transmission lines with a potential drop of up to 110 kV:

1. Wooden poles are quite suitable for power lines with a voltage not exceeding 110 kV.
2. The construction of wooden poles for h. t. lines should be as simple as possible and, at the same time, such as to allow of the length of spans being maintained at a value consistent with economical requirements; the breakdown of conductors should not involve destruction of the pole, a requirement which the poles adopted in the U.S.S.R. satisfy to a marked degree.
3. The application of sliding clamps, especially in localities subject to severe climatic conditions and heavy frosts, is most necessary as these clamps appreciably reduce stresses in the line due to the breakdown of conductors.

Rußland

## Neue Konstruktionen von Kraftübertragungsleitungen

Zentraler Elektrotechnischer Rat

*Prof. N. I. Suschkin und Prof. A. A. Glazunoff*

### Bedingungen der Berechnung der Kraftübertragungsleitungen

Nach den Normen der mechanischen Berechnung der Kraftübertragungen, die in den meisten Ländern angenommen worden sind, werden die Drähte und die Masten der Leitungen mit einer bestimmten Sicherheit (2 bis 3) berechnet in bezug auf die ungünstigen Temperaturen und klimatischen Erscheinungen, die in dem gegebenen Orte auftreten können. In Ermangelung genügend genauer und sicherer Beobachtungen werden meistens Durchschnittszahlen als Normen vorgeschrieben, nach denen man sich bei der Konstruktion der Leitungen orientieren muß. In den meisten Ländern werden die Masten für zweifache Belastung berechnet: für den Fall, daß die Drähte unbeschädigt bleiben und daß ein oder mehrere Drahtbrüche vorhanden sind.

Den auf dem 9. Elektrotechnischen Reichskongreß der U.d.S.S.R. angenommenen Normen gemäß sind folgende Bedingungen für das Projektieren der Masten zu beachten<sup>1</sup>:

§ 13. Sämtliche Maste, die Ankermaste ausgeschlossen, müssen für folgende Belastungsfälle berechnet werden:

1. Wenn die Drähte und die Seile unbeschädigt sind;
2. Wenn längs einer Spannweite 2 Drähte, die das maximale Biegemoment auf dem Mast bilden, abgerissen sind, die Trosse aber unbeschädigt bleiben;
3. Wenn längs einer Spannweite 2 Drähte, die das maximale Drehmoment auf den Mast bilden, abgerissen sind, die Trosse aber unbeschädigt bleiben.

Dabei ist anzunehmen, daß der Drahtbruch bei  $-5^{\circ}\text{C}$  und bei Wind stattfindet und der Eisbelag abgefallen ist.

Bei der Berechnung der möglichen Drahtbrüche werden die elastischen Veränderungen des Mastes in Betracht gezogen und bei den Aufhängeisolatoren auch die Abweichung des Isolatorenkomplexes, die die Spannung der unbeschädigten Drähte bedeutend vermindern und die Bedingungen der Mastbelastung erleichtern.

Falls zwischen den Masten normale Spannweiten vorhanden sind, werden die Leitungsberechnungen, die auf Grund der in der U.d.S.S.R.

<sup>1</sup> Da es sich um die Zwischenmasten handeln wird, so werden hier ausschließlich die angegebenen.

angewendeten Normen vollzogen werden, die ungünstigen Belastungsbedingungen der Drähte und Masten ergeben für den Fall, daß die Drähte mit Eisbelag bedeckt sind, die Temperatur gleich  $-5^{\circ}\text{C}$  und der Winddruck auf die Drähte gleich  $24\text{ kg/m}^2$  ist, wobei der Drahtbruch fast immer eine bedeutend größere Belastung des Mastes aufweist, als es bei unbeschädigten Drähten der Fall ist.

So erhalten wir für die Kraftübertragungen von 110 kV mit 6 Drähten à  $95\text{ mm}^2$ , die an den Isolatoren angehängt sind, bei einer Spannweite gleich 225 m eine Beanspruchung des Mastes, die senkrecht zu der Leitung gerichtet und am Zopfende konzentriert ist und bei unbeschädigten Drähten 900 kg erreicht; dieselbe Beanspruchung, die längs der Leitung gerichtet ist, steigt bei zwei abgerissenen Drähten auf 1500 kg. Man darf aber nicht außer acht lassen, daß im letzten Falle die senkrecht zu der Kraftübertragung gerichtete und durch den Winddruck zu bestimmende Beanspruchung auch mitberechnet werden muß.

Die Berechnungen dieser Beanspruchung im Falle eines Drahtbruches gelten nach der Voraussetzung, daß der Eisbelag sowohl längs der Spannweite mit den abgerissenen Drähten als auch längs den Nebenspannweiten abgefallen ist, was den Mast zwar bedeutend erleichtert, leider aber nur sehr selten in der Praxis stattfindet, da der Eisbelag fest an den Drähten anfriert und sogar auf dem abgerissenen Drahte und um so mehr auf allen anderen hängen bleibt.

Besonders schwierig sind die Verhältnisse in jenen Gegenden, wo starkes Glatteis herrscht, so z. B. im Donetzbecken, auf Berggipfeln usw.; hier erreicht der Eisbelag zuweilen eine Stärke von 40 bis 50 mm und der Reif von 100 bis 125 mm und höher.

Es ist praktisch unmöglich, die Berechnung der Leitungen und der Masten in Anbetracht einer besonderen Stärke des Reifes und Eisbelages auszuführen, da sie im Falle des Nichtvorhandenseins von Eisbelag äußerst große Durchhänge des Drahtes, hohe Masten und eine ungenügende Drahtspannung aufweisen. Infolgedessen muß man von dieser vorausberechneten Konstruktion abgehen und solche Fälle als „havarische“ betrachten, obwohl letztere nicht nur möglich, sondern oft unvermeidlich sind. Auf diese Weise wird das Auftreten des Eisbelags den Abbruch sämtlicher Drähte, das Zusammenbrechen der Masten und somit eine vollständige Zerstörung der Übertragungsleitung auf mehr oder weniger große Strecken zur Folge haben. Die Wiederherstellung der Leitungszerstörungen wird einen bedeutenden Zeitraum beanspruchen, um so mehr, da im Winter solche Arbeiten überhaupt nur in äußersten Fällen unternommen werden können. Ebenso bietet große Schwierigkeiten der Aufbau provisorischer Leitungen bei tiefem Schnee, vereistem Boden und starkem Frost.

Aus den oben angeführten Tatsachen wird das Bestreben der Techniker klar, in allen Ländern, wo das Auftreten des Eisbelags beobachtet wird, eine Konstruktion der Kraftübertragung zu schaffen, die auch in den Fällen möglicher Havarien minimale Zerstörungen aufweisen und somit die Möglichkeit einer schnellen Leitungswiederherstellung gestatten.

Im folgenden werden die in der U.d.S.S.R. getroffenen Maßnahmen beschrieben.

### Holzmasten mit unelastischen Formänderungen

In vielen Ländern haben die Holzmasten für Übertragungsleitungen Anwendung gefunden. In den nördlichen Ländern; wie z. B. in Schweden, Norwegen, Amerika werden die Holzmasten für die verschiedensten Spannungen bis ca. 165 kV gebraucht. Von einer besonderen Bedeutung sind diese Holzmasten für die Sowjetunion, wenn man ihren Forstreichtum in Betracht zieht. Bei der Ausführung der Hochspannungsleitungen wie z. B. die der Kaschira, des Nishnij-Nowgorod und Wolchow u. a., wurden Holzmasten angewendet. Es unterliegt keinem Zweifel, daß bei der weiteren Elektrifizierung die Anwendung der Holzmasten in den meisten Fällen sich zweckmäßig und vorteilhaft erweisen wird.

In Anbetracht der Holzeigenschaften ist für die Ausführung der Holzmasten in erster Linie eine möglichst einfache Konstruktion erforderlich.

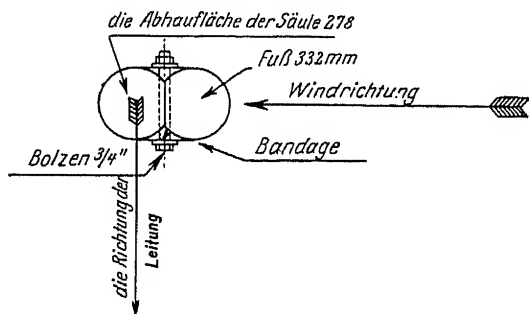


Abb. 1.

Von diesem Standpunkt aus müssen die unzusammensetzbaren Masten den zusammensetzbaren mit komplizierten Einkerbungen und mehreren Bolzen vorgezogen werden. Andererseits ist es bei der Ausrüstung der Kraftübertragungsleitungen wünschenswert, eine möglichst große Spannweite zwischen den Masten zu erzielen, da letztere die Sicherheit der Kraftübertragungsarbeit erhöht.

Im Grunde genommen bildet die Wahl der Spannweite eine rein wirtschaftliche Frage. Bei der Anwendung einfacher Masten sind geringe Spannweiten mit einer großen Zahl kostspieliger Isolatoren erforderlich; bei großen Spannweiten müssen zwar kostspielige Masten aufgestellt werden, dafür aber kann man sich auf eine kleinere Anzahl von Isolatoren beschränken. Auf diese Weise muß man bei der Projektierung der Hochspannungsleitungen für die Kraftübertragung von bestimmten Leitungskosten der verschiedenen Spannweiten ausgehen.

Für Leitungen von 60 bis 100 kV mit Metallmasten ist die günstigste Spannweite bis ca. 225 bis 250 m. Wäre es möglich, Holzmasten auszuführen, ohne dabei die Einfachheit ihrer Konstruktion mit denselben Spannweiten zu verlieren, so könnte man annehmen, daß für die

U.d.S.S.R. gerade die Anwendung von Holzmasten beinahe für alle Kraftübertragungen am vorteilhaftesten sei.

Die Professoren *N. I. Suschkin* und *A. A. Glazunoff* haben Holzmaste für die Kraftübertragungsleitungen konstruiert, die allen oben angeführten Anforderungen Genüge leisten. Für die Ausführung dieser Masten haben sie die Konstruktion der zusammensetzbaren Masten angewandt, die im „Elektrical World“ vom 20. I. 1923 beschrieben sind; sie haben die Form eines „□“ und sind aus zwei Teilen zusammen-

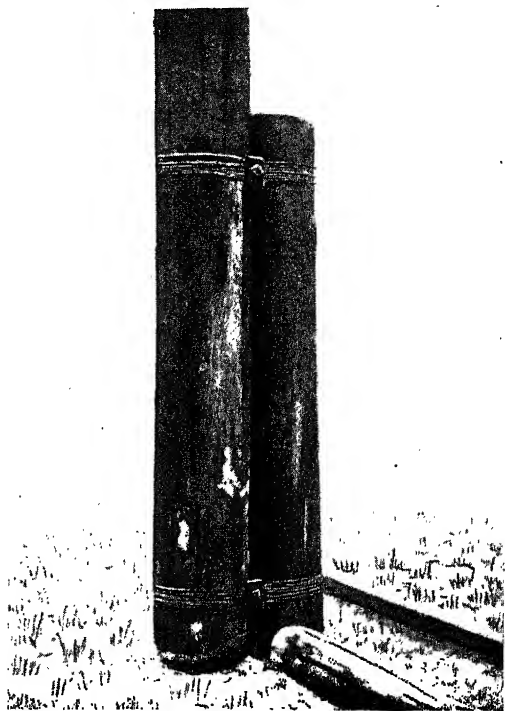


Abb. 2.

gesetzt: den Füßen („Stühlen“), die in die Erde eingegraben werden, und des oberen Teiles, der an diesen Füßen mittels der Drahtbandagen befestigt ist. Bei den Amerikanern befand sich die Kontaktfläche des Fußes und des Hauptmastes senkrecht zu der Leitungsrichtung, in der neuen Konstruktion liegt diese Fläche parallel zu der Kraftübertragungsleitung (Abb. 1), d. h. in der Richtung der maximalen Beanspruchung der Leitung, die im Falle des Drahtbruches eintritt.

Da diese Konstruktion von großem Interesse ist sowohl ihrer Einfachheit halber als wegen der in ihr enthaltenen Möglichkeit, die Spannweiten zu erweitern und die Imprägnierung kurzer Füße auszunutzen, so wurden die Verfasser von seiten des „Glawelektro“ beauftragt, solche Masten zu konstruieren und zu prüfen.

Für die Experimente wurden 12,8 m lange Säulen mit einem Durchmesser der Abhaupfläche von 278 mm benutzt. Als Füße wurden 4,25 m lange Säulen mit 332 mm Durchmesser genommen, die 2,13 m tief in den Boden eingegraben wurden. Die Bandagen bestanden aus 16 Eisendrahtwindungen von 4 mm Durchmesser, die mit Hilfe der Zugbolzen und Scheiben verschraubt wurden. In Abb. 2 ist ein solcher Fuß mit den

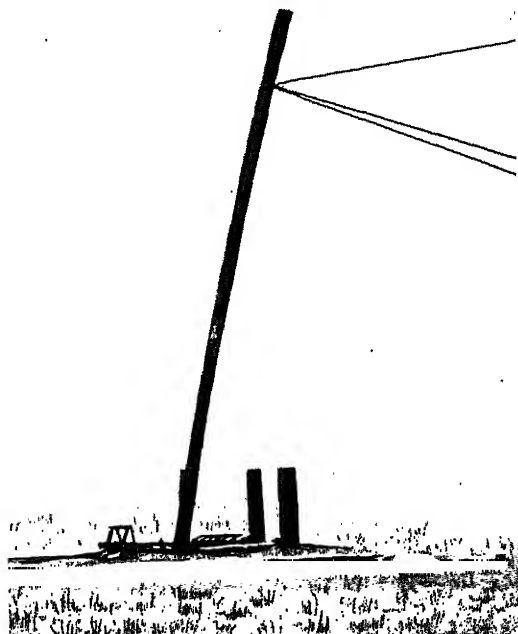


Abb. 3.

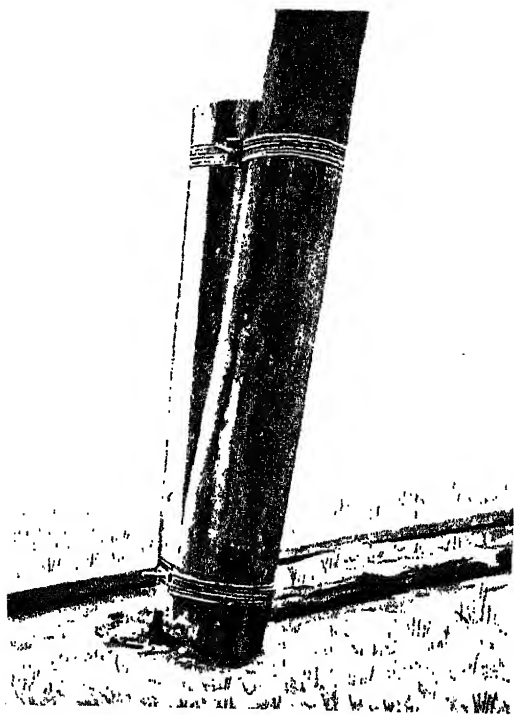
an ihn befestigten Bandagen und Scheiben dargestellt. Für die Belastung der Masten wurden zwei Hebeböcke benutzt, der eine zur Mastbelastung der Drähtespannung, der andere, der dem Winddruck auf die Drähte und den Mast entsprach.

Tabelle 1

Nr.	Die Mastbelastung längs der Leitung	Die Mastbelastung in Normalrichtung
	kg	kg
1	—	262
2	260	262
3	518	262
4	845	262
5	1172	262
6	1335	262



Während der dritten Belastung wurde das Abrutschen der Säule an der Kontaktfläche mit dem Fuß bemerkbar. Die Säule wurde noch mehr belastet und im Moment, wo die Horizontalkraft 1172 kg erreicht hatte, verlagerte sich der Anschlußpunkt der Seile (11,6 m hoch vom Boden) 2,8 m weit von seiner ursprünglichen Lage. In Abb. 3 ist der Mast mit der entsprechenden Belastung von 1172 kg dargestellt. Die Formände-



rung der Bandagen und das Abrutschen der Säule an der Kontaktfläche mit dem Fuß sind auf Abb. 4 gegeben.

Bei der Säulenbelastung über 1335 kg erreichten die bei der Prüfung angewendeten Lasten den Boden, so daß die Prüfung nicht weiter fortgesetzt werden konnte.

Es wurde mit Hilfe von Berechnungen festgestellt, daß der geprüfte Mast, den in der U.d.S.S.R. angenommenen Normen gemäß seiner Höhe nach für die Spannweiten bis 170 bis 175 m gebraucht werden kann<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> Alle weiteren Berechnungen entsprechend den mechanischen Berechnungsnormen der Kraftübertragungen.

Es wurde festgestellt, daß bei der Prüfung folgende Belastungen gegeben wurden:

a. Für den Fall des einseitigen Bruches aller 3 Drähte eine 3,1 mal größere als die vorausberechnete Belastung und die Windbelastung 4,2 mal größere als die normale.

b. Für den Fall des einseitigen Bruches zweier Drähte eine 2,3 mal größere als die vorausberechnete Belastung und der Winddruck 3,64 mal größer als der normale.

Auf diese Weise kann man behaupten, daß sogar bei den ungünstigsten Verhältnissen, wie z. B. dem Abreißen zweier Drähte beim Winde, beim Nichtvorhandensein des Eisbelags und Temperatur  $-5^{\circ}\text{C}$ , kann der neue Mast als vollständig sicher angesehen werden.

Um den neuen Mast mit dem amerikanischen zu vergleichen, wurden entsprechende Prüfungen unternommen, die die Vorzüge der neuen

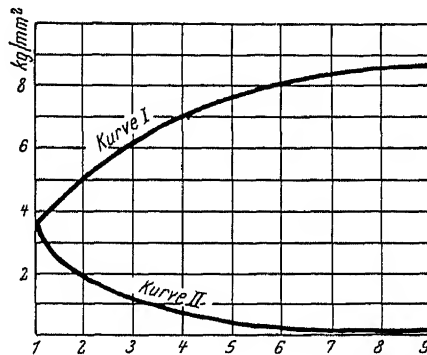


Abb. 5.

Konstruktion klarmachen, was durch die Möglichkeit des Abrutschens an der Kontaktfläche der Hauptsäule und des Fußes zu erklären ist.

Dank diesem Abrutschen ist es möglich, bei großen Belastungen die zurückgebliebenen Formänderungen zu erhalten, welche die Beanspruchung der Leitungen während des Drahtbruches vermindern und dadurch die Arbeitssicherheit des Mastes erhöhen.

Wenn der Kontakt zwischen Mast und Fuß schlecht ausgeführt ist und die Bandagen schwach verschraubt sind, so entsteht beim Drahtbruch eine bedeutende Schwächung der Masten.

Wenn man annimmt, daß die Entfernung bis zu der Stelle des Drahtbruches am nächsten befindlichen Maste sehr bedeutend ist, z. B. bis 2,5 m, und wenn man ferner für die 110 kV starke Leitung mit den Drähten  $3 \times 70 \text{ mm}^2$ , der Spannweite gleich 170 m, den Drähtezugs der folgenden Spannweiten ausrechnet, so erhält man folgende Kurven, die in Abb. 5 gegeben sind.

Kurve I erhält man, indem man längs der Abszissenachse die Spannweiten von dem Punkte des Drahtbruches aufträgt und längs der Ordinatenachse die Leitungsspannung in den entsprechenden Spannweiten. Kurve II drückt die auf die Masten wirkende Spannungsdifferenz der Leitung aus.

Technical drawing of a bridge pier cross-section. The drawing shows two vertical piers supporting a horizontal structure. Key dimensions and labels include:

- Achsen der Isolatoren**: Label pointing to the horizontal axis of the isolators at the top of the piers.
- 220 $\phi$** : Dimension indicating the diameter of the horizontal structure at the top.
- 3250**: Horizontal distance from the centerline to the edge of the pier.
- 71350**: Total height of the pier.
- 71500**: Height of the pier section above the ground level.
- 2090**: Height of the pier section below the ground level.
- 1600**, **1900**, **4250**: Vertical dimensions of the pier section below the ground level.
- 2280**: Horizontal distance from the centerline to the edge of the pier at the base.

liegenden Mastes wird das Gebiet der Mastenabweichung noch geringer sein.

274

fließt. Beim Drahtbruch ist die Gefahr des Maststurzes nicht vorhanden, höchstens kann ein Abrutschen des Mastes an den Kontaktflächen der Hauptsäule und des Flusses erfolgen. Diese unelastischen Formänderungen haben nichts Gefährliches an sich, es wird nur ein etwas längerer Zeitraum für die Entfernung der Drahtbruchfolgen und der Mastenreparatur erforderlich sein.

Vom technischen Standpunkte aus haben diese Masten eine sehr einfache Konstruktion, was aus Abb. 6 zu ersehen ist.

Der oben erwähnte Mast kann für die Leitungen bis 100 kV mit dem Leitungsquerschnitt von  $3 \times 70 \text{ mm}^2$  und der Spannweite gleich 170 m angewendet werden.

Da der Fuß eine verhältnismäßig kleine Länge aufweist, so wird seine Imprägnierung mit einer fäulnishindernden Masse billig sein, die anderen Mastteile brauchen überhaupt nicht imprägniert zu werden.

Die in Abb. 6 gegebenen Masten sind für die Kraftübertragung des Bezirkelektrizitätswerkes von Nishnij-Nowgorod aufgestellt, sind schon 6 Jahre im Betriebe und haben sich von der besten Seite bewiesen.

Es ist noch zu bemerken, daß die Reparatur solch eines Mastes sehr einfach und billig ist, was sich auch in der Praxis bei der Reparatur der Kraftübertragung von Kaschira bewiesen hat, wo man neue Füße aufgestellt hatte, ohne die Leitungsexploitation zu unterbrechen.

Nachdem die Konstruktion des oben beschriebenen Mastes endgültig ausgearbeitet wurde, erschienen auch in anderen Ländern Konstruktionen, die im Grunde genommen mit der beschriebenen vieles gemeinsam hatten; solche Konstruktionen werden z. B. in Deutschland von der Firma Gebrüder Himmelsbach (s. E. und M., Nr. 49, 1924), nämlich Holzmasten, und von der Firma AEG mit Auslegern versehene Metallmasten ausgerüstet.

### Aufbringen der Drähte der Kraftübertragungsleitungen mittels Schleifklemmen

Da bei der Berechnung der Übertragungsleitungen für die waagerechte Beanspruchung einige Schwierigkeiten vorhanden waren, so kamen die Professoren *N. I. Suschkin* und *A. A. Glazunoff* im Sommer des Jahres 1924 auf den Gedanken, daß es möglich wäre, die Übertragungsleitung von den waagerechten Belastungen völlig zu befreien, wenn man die Drähte frei aufbringen sollte, ohne sie in den Klemmen zu befestigen, damit sie sich ungehindert bewegen und im Fall des Drahtbruches aus den Klemmen leicht herausgleiten. Solch ein Aufbringungssystem erwies sich als sehr vorteilhaft. Beim Abreißen jeder beliebigen Drähtezahl wird der Mast von keinen Biege- oder Drehkräften beeinflußt werden und muß infolgedessen nur auf den Winddruck berechnet werden.

Im Herbst 1924 wurden neue Klemmen konstruiert; diese Klemmen überlassen den Drähten eine volle Freiheit, sich in der waagerechten Richtung zu bewegen. Ein Teil der Hochspannungsübertragung der Station in Nishnij-Nowgorod auf der Strecke von ca. 2 km wurde mit solchen Klemmen ausgerüstet. Die Klemmen, mit denen die Leitung von Nishnij-Nowgorod versehen ist, sind in Abb. 7 und 8 dargestellt. Abb. 9

gibt uns die Konstruktion der Schleifklemmen für die Isolatoren mit geraden Stützen.

Die projektierten Klemmen haben bei praktischer Verwertung große Zweifel verursacht. Es ergab sich z. B., daß bei einer unregelmäßigen Spannweitebelastung mit Eisbelag ein Durchhang des Drahtes auf den schwerbelasteten Spannweiten infolge der freien Drahtbewegung in den Klemmen sehr groß werden kann, was seinerseits eine größere Masthöhe erfordern wird und dadurch die Leitung kostspielig macht. Es

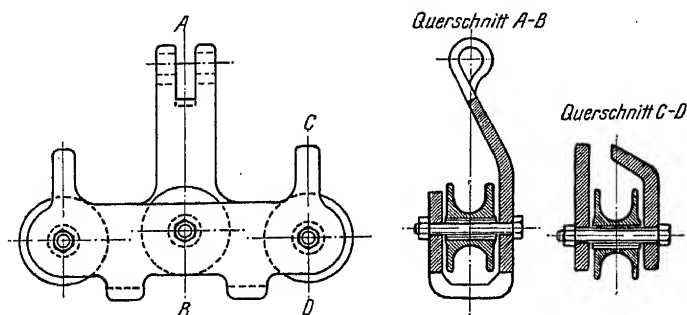


Abb. 7.

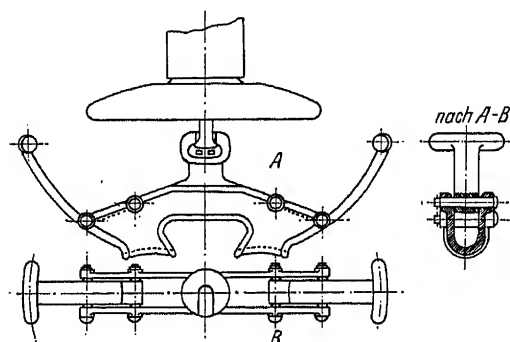


Abb. 8.

schien auch, daß bei der beständigen Bewegung des Drahtes in den Klemmen, besonders wenn letztere nicht mit Rollen versehen sind, eine schnelle Abnutzung des Drahtes erfolgen sollte; und schließlich konnte man denken, daß beim Auftreten des Eisbelages die meisten Drähte und Klemmen beim Drahtbruch eine überaus große Beanspruchung aufweisen konnten, die alle Vorzüge der Schleifklemme zugrunde richten würden.

Zur Aufklärung sämtlicher Fragen wurden die theoretischen Berechnungsprinzipien der mit Schleifklemmen aufgebrachten Leitungen ausgearbeitet und zu gleicher Zeit wurde eine Reihe von Versuchen im Bereiche der Übertragungsleitung der Station von Nishnij-Nowgorod ausgeführt.

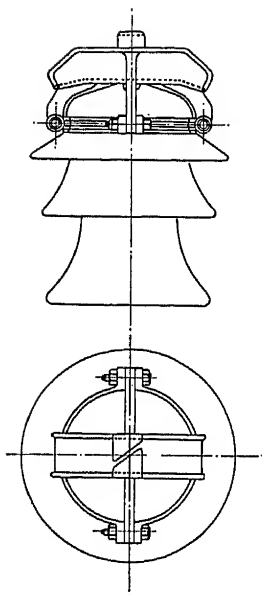


Abb. 9.

### Berechnungsergebnisse für Kraftübertragungsleitungen mit Schleifklemmen

In Ermangelung an Raum werden wir uns beschränken, ohne bei theoretischen Fragen länger zu verweilen, die Berechnungsergebnisse der Kraftübertragungsleitungen mit Schleifklemmen kurz wiederzugeben<sup>3</sup>. In erster Linie haben wir die Durchgänge des mit den Schleifklemmen aufgebrauchten Drahtes bestimmt bei gleichmäßiger und ungleichmäßiger Spannweitenbelastung, wobei die Reibung in der Klemme als nicht vorhanden angenommen wurde.

Zwischen den Ankermasten wurden 10 Spannweiten angenommen. Die Berechnungen sind auf Grund folgender Angaben ausgeführt.

1. Die Temperatur der umgebenden Luft —  $5^{\circ}\text{C}$ , der Winddruck auf die Leitung  $18\text{ kg/m}^2$  der Drahtprojektion. Auf allen Spannweiten weisen die Drähte einen Eisbelag von 10 mm auf.
2. Die Temperatur der Luft —  $40^{\circ}\text{C}$  bei Windstille.
3. Die Temperatur der Luft —  $5^{\circ}\text{C}$ . Der Winddruck  $18\text{ kg/m}^2$ . 9 Spannweiten sind frei von Eisbelag. Die 10. hat Eisbelag von 10 mm.
4. Dasselbe wie unter 3; 7 Spannweiten sind frei von Eisbelag, die 3 anderen haben 10 mm Eisbelag.
5. Dasselbe wie unter 3; 5 Spannweiten sind nicht vereist, die anderen 5 haben 10 mm Eisbelag.

<sup>3</sup> Für die Berechnung der Frage findet man bei A. A. Glazunoff in seinem Werke über „Die Berechnung der Kraftübertragungsleitungen“, I. Teil.

6. Die Temperatur der Luft  $-5^{\circ}\text{C}$  bei Windstille. 9 Spannweiten sind nicht vereist, die letzte hat 5 mm Eisbelag.

7. Dasselbe wie unter 6; 7 Spannweiten sind nicht vereist, die 3 letzten haben 5 mm Eisbelag.

Die Berechnungsergebnisse sind in Tabelle 2 angegeben.

Wie sich aus Tabelle 2 ergibt, wird der Durchgang der Drähte beim Aufbringen der Leitung mit Schleifklemmen, die keine Reibung aufweisen und bei stark belasteten Spannweiten bedeutend größer, was eine Vergrößerung der Masthöhe erfordern muß, da anzunehmen ist, daß der „Leitungshavarit“ in allen Fällen der ungleichmäßigen Belastung sämtlicher Spannweiten der Übertragungsleitungen eingehalten werden muß. Um die Frage zu entscheiden, ob und in welchem Maße die Masthöhe beim Drähteaufbringen mittels Schleifklemmen vergrößert werden muß, suchte man in erster Linie die maximalen Drähtedurchgänge bei ungleichmäßiger Spannweitenbelastung und dem Aufbringen der in den Klemmen befestigten Drähte an Scheibenisolatoren zu bestimmen.

Die Berechnungen wurden für dieselben Belastungsfälle ausgeführt wie die obenerwähnten Fälle mit den Schleifklemmen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 3 zusammengefaßt.

Aus dem Vergleich der Angaben der Tabellen 2 und 3 sieht man, daß sowohl bei dem Drähteaufbringen mittels der Schleifklemmen als beim Auflegen derselben mit Befestigung an den Klemmen bei ungleichmäßiger Spannweitenbelastung beinahe die gleichen Resultate erzielt werden. Der maximale Unterschied zwischen den Drähtedurchhängen ergibt sich bei der Belastung einer Spannweite mit 10 mm Eisbelag. Man merke aber, daß solch eine Belastung der Übertragungsleitung, bei der von den 10 Spannweiten nur eine mit 10 mm Eisbelag bedeckt ist und alle übrigen unvereiselt bleiben, als ein unmöglicher Fall angesehen werden muß, da für das Vorhandensein einer solchen Belastung weder die nötigen atmosphärischen Verhältnisse noch die entsprechenden örtlichen Eigenschaften da sind.

#### Resultate der Versuche, die auf der obenerwähnten Strecke der Kraftübertragungsleitung von Nishnij-Nowgorod durchgeführt waren

Für die geplanten Versuche wurde eine geradlinige Strecke der Leitung zwischen 2 Ankermasten, 1698,7 m lang, ausgewählt. Die Strecke bestand aus 10 Spannweiten und 6 Zwischenmasten, deren Konstruktion in Abb. 6 dargestellt ist. Diese Leitung ist für die Arbeit unter 100 kV gebaut; der Drahtquerschnitt ist  $3 \times 70 \text{ mm}^2$ . Auf den betreffenden Masten waren auf gleichen Isolatorenkomplexen 3 Drähte aufgebracht; der erste war mit Rollenklemmen, der andere mit Schleifklemmen ausgerüstet, der dritte wurde mit normalen Klemmen befestigt.

Alle diese Drähte wurden bei verschiedenen Wetterlagen beobachtet, und es wurden keine Abweichungen festgestellt. Um die Arbeit der Schleifklemmen bei ungleichmäßiger Drähtebelastung der Spannweiten auf die Probe zu stellen, wurden folgende Versuche ausgeführt:

1. Es wurde ein ungünstigster Fall vorausgesetzt, und zwar derjenige, wo nur die mittlere 5. Spannweite mit 10 mm Eis belastet ist;

Tabelle 2

Spannung der Kraftüber- tragungs- leitungen kV	Drahtquer- schnitt mm <sup>2</sup>	Spann- weite m	Zug und Durch- hang bei gleich- mäßigen Spann- weiten	Draht- belastung	Spannungen und maximale Durchhänge bei ungleichmäßiger Belastung der Spannweite mit Schleifklemmen									
					$t = -5^{\circ}\text{C}$ , Winddruck = 18 kg/m <sup>2</sup>					$t = -5^{\circ}\text{C}$ Windstille				
					$t = -5^{\circ}\text{C}$ , Wind- druck = 18 kg/m <sup>2</sup> Eisbelag 10 mm		$t = -40^{\circ}\text{C}$ Windstille		9 Spannweiten sind eisfrei, 1 mit 10 mm Eis		7 Spannweiten sind eisfrei, 3 mit 10 mm Eis		5 Spannweiten sind eisfrei, 5 mit 10 mm Eis	
			Zug kg/mm <sup>2</sup>	Durch- hang m	Zug kg/mm <sup>2</sup>	Durch- hang m	Zug kg/mm <sup>2</sup>	Durch- hang m	Zug kg/mm <sup>2</sup>	Durch- hang m	Zug kg/mm <sup>2</sup>	Durch- hang m	Zug kg/mm <sup>2</sup>	Durch- hang m
100	120	250	20	6,05	11,6	5,98	15,2	7,98	16,5	7,36	17,7	6,85	14,7	7,18
		200	20	3,88	11,7	3,80	15,95	4,86	17,1	4,53	18,0	4,30	15,7	4,30
100	95	250	20	6,56	10,9	6,38	14,4	9,12	16,0	8,20	17,2	7,64	13,7	8,10
		200	20	4,2	11,1	4,4	15,5	5,42	16,6	5,06	17,8	4,72	14,8	4,80
100	70	225	20	6,07	9,8	5,75	13,4	9,06	15,4	7,90	17,0	7,15	12,4	7,87
		175	20	3,68	10,1	3,37	14,5	5,06	16,2	4,53	17,5	4,20	14,0	4,21
														15,0
														6,72
														4,08
														7,45
														4,55
														13,9
														7,02
														15,0
														3,94

Tabelle 3

Spannung der Kraftüber- tragungs- leitungen kV	Drahtquer- schnitt mm <sup>2</sup>	Spannweite m	Maximale Drahtdurchhänge bei ungleichmäßiger Belastung der Spannweite mit befestigten Klemmen									
			$t = -5^{\circ}\text{C}$ Wind - 18 kg/mm <sup>2</sup>					$t = -5^{\circ}\text{C}$ Windstille				
			9 Spannweiten sind eisfrei, Auf der letzten 10 mm Eis		6 Spannweiten sind eisfrei		5 Spannweiten sind eisfrei		9 Spannweiten sind eisfrei, Der 10. ist mit 5 mm Eis		7 Spannweiten sind eisfrei, 3 mit 5 mm Eis	
			Durchhang m	Durchhang m	Durchhang m	Durchhang m	Durchhang m	Durchhang m	Durchhang m	Durchhang m	Durchhang m	Durchhang m
100	120	250	7,70	7,09	6,82	7,01	6,55	7,01	6,55	7,01	6,55	7,01
		200	4,74	4,44	4,28	4,24	4,04	4,24	4,04	4,24	4,04	4,24
100	95	250	8,64	7,84	7,56	7,13	7,13	7,77	7,13	7,77	7,13	7,77
		200	5,95	4,95	4,71	4,71	4,46	4,73	4,46	4,73	4,46	4,73
100	70	225	8,51	7,55	7,15	7,40	6,75	7,40	6,75	7,40	6,75	7,40
		175	4,92	4,40	4,20	4,16	3,89	4,16	3,89	4,16	3,89	4,16



der Winddruck auf den vereisten Draht =  $18 \text{ kg/m}^2$ . Um solch eine Beanspruchung künstlich zu schaffen, wurde jeder Draht mit 10 Sack Kies à  $12 \text{ kg}$  belastet; die Säcke wurden längs der Spannweite angebracht. Es wurden die Durchhänge des Drahtes der geprüften Spannweite und der beiden angrenzenden Spannweiten bemessen sowohl vor der Belastung wie nach der Zusatzentlastung der Drähte. 3 Stunden nach der Entfernung der künstlichen Belastung von der geprüften Spannweite hatte der Drahtdurchhang die ursprüngliche Lage angenommen; danach wurden die weiteren Messungen des Durchhanges aufgegeben. Während des Experimentes hielt die Temperatur  $+12^\circ \text{ C}$ , die Windgeschwindigkeit  $2 \text{ m/s}$ .

2. Es wurden alle 3 Drähte längs den angrenzenden Spannweiten 5, 6 und 7 in derselben Weise belastet, d. h. mit  $120 \text{ kg}$  auf je 1 Spannweite und jeden Draht. Die Bemessungen der Durchhänge sind folgende: vor der Belastung, mit Belastung, nach der Entlastung aller Drähte. Die Temperatur  $+16^\circ \text{ C}$ , Windgeschwindigkeit  $4 \text{ m/s}$ .

Tabelle 4

	Vor dem Versuch	Mit künstlicher Belastung	Nach der Entlastung	1 h	2 h	3 h
				nach der Entlastung		
Spannweite 5:						
Rollenklemme .....	3,36	6,43	3,49	3,41	3,39	3,37
Schleifklemme .....	3,28	6,28	3,43	3,31	3,25	3,29
Normalklemme .....	3,42	6,63	3,61	3,53	3,50	3,47
Spannweite 6:						
Rollenklemme .....	3,44	3,09	3,57	3,52	3,48	3,45
Schleifklemme .....	3,29	2,96	3,84	3,39	3,36	3,34
Normalklemme .....	3,56	3,12	3,66	3,63	3,61	3,60
Spannweite 7:						
Rollenklemme .....	3,58	3,29	3,71	3,65	3,62	3,59
Schleifklemme .....	3,31	3,07	3,45	3,43	3,42	3,41
Normalklemme .....	3,59	3,27	3,67	3,64	3,63	3,62

Tabelle 5

	Durchhang des Drahtes							
	vor dem Versuch	mit künstl. Belastg.	nach der Entlastung	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h
				nach der Entlastung				
Spannweite 5:								
Rollenklemme .....	3,47	5,91	3,82	3,75	3,68	3,60	3,52	3,48
Schleifklemme .....	3,21	5,76	3,70	3,63	3,51	3,43	3,42	3,32
Normalklemme .....	3,51	6,03	3,86	3,80	3,70	3,66	3,60	3,51
Spannweite 6:								
Rollenklemme .....	3,60	5,79	3,87	3,85	3,77	3,69	3,66	3,60
Schleifklemme .....	3,49	5,60	3,66	3,63	3,57	3,55	3,53	3,50
Normalklemme .....	3,66	5,86	3,91	3,87	3,81	3,71	3,69	3,64
Spannweite 7:								
Rollenklemme .....	3,80	5,94	3,94	3,93	3,89	3,85	3,81	3,80
Schleifklemme .....	3,68	5,78	3,78	3,67	3,62	3,45	3,43	3,37
Normalklemme .....	3,85	6,10	3,98	3,95	3,82	3,81	3,78	3,82

Die Resultate sind in Tabelle 4 und 5 angegeben.

Aus diesen Resultaten ersieht man, daß bei ungleichmäßiger Drahtbelastung längs der Spannweiten zwischen den Durchhängen der befestigten und unbefestigten Drähte kein Unterschied beobachtet wird und daß nach dem Entfernen der Belastung der mittels Schleifklemmen angebrachte Draht seine ursprüngliche Lage wieder annimmt.

Es wurden weitere Versuche angestellt, um die Rolle des Eisbelages und der für seine Entfernung erforderlichen Maßnahmen festzustellen, die beim Herausgleiten des Drahtes aus der Klemme geschaffen werden müssen.

Die Ausführung der ersten Versuchsgruppe ist in Abb. 10 gegeben.

Es wurde ein Mast errichtet, auf den mit 7 Isolatoren (*A*) und einer Rollenklemme (*B*) ein verseiltes Kupferkabel (*C*) mit dem Querschnitt

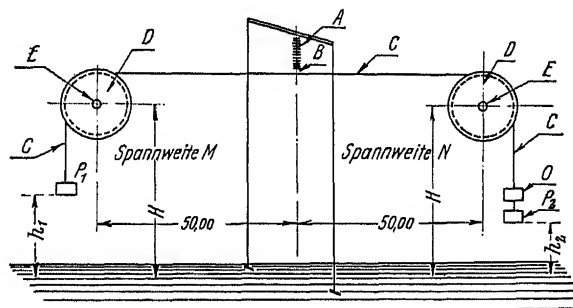


Abb. 10.

von 70 mm<sup>2</sup> aufgebracht war; die Kabelenden wurden über zwei Kabeltrommeln (*E*) geworfen, die 7 m hoch von dem Boden befestigt und mit den Lasten *P*<sub>1</sub> und *P*<sub>2</sub>, ein jedes gleich 1210 kg, belastet wurden.

Der Versuch wurde sowohl bei stoßfreier als bei stoßender Belastung vollzogen, mit den eisfreien und mit den vereisten Drähten; für den letzteren Fall wurde der Draht mit nassem Schnee bedeckt und mit Wasser unter niedriger Temperatur (−5, −10° C) begossen. Die Belastungsvergrößerung wurde mittels eines Zusatzes zu der Last *P*<sub>2</sub> von Gewichten à 20 kg erzeugt, der stoßende Effekt wurde durch Hinabwerfen der Gewichte aus einer Höhe von 1 m erreicht.

Im Falle des Nichtvorhandenseins des Eisbelags verursacht eine stoßfreie und anderseits eine stoßende Zusatzbelastung schon unter der ersten Zusatzlast von 20 kg eine Schleifung des Drahtes in der Klemme; unter einer Zusatzlast von 120 kg fällt das Gewicht *P*<sub>2</sub> auf den Boden. Der Versuch wurde mehrmals mit denselben Resultaten wiederholt.

Ferner wurde der Draht auf einer Strecke von 3 m Länge von beiden Seiten der Klemme mit 10 mm Eis bedeckt. Auf die Klemme wurde gleichfalls nasser Schnee, der unter der niedrigen Temperatur sich in Eis verwandelte, gelegt. Bei der Zusatzbelastung von 80 kg konnte man schon eine teilweise Zerstörung des Eises bemerken. Unter der Last von 200 kg wurde das Eis vollständig entfernt.

Stoßende Belastungswirkung gestattete eine teilweise Zerstörung des Eises schon unter 100 kg der Zusatzbelastung; unter 220 kg wurde das Eis vernichtet.

Die Eisstärke wurde ferner bis 20 mm erhöht. Unter der stoßfreien Belastungswirkung war eine teilweise Zerstörung des Eises schon bei 100 kg Belastung zu bemerken; die Belastung von 220 kg verursachte eine völlige Zerstörung des Eises.

Und endlich wurde der unter stoßenden Wirkung eine teilweise Zerstörung des Eises unter 60 kg bemerkbar; unter 160 kg wurde das Eis vernichtet.

Auf Grund der obigen Versuche ist anzunehmen, daß im Falle des Drahtbruches eine bedeutende Mastenbelastung infolge der Eiszerstörung nicht zu erwarten ist. Bei stoßfreier Belastungswirkung waren die betreffenden Beanspruchungen nicht höher als an 200 bis 220 kg gestiegen. Unter stoßender Wirkung war die Beanspruchung gesunken.

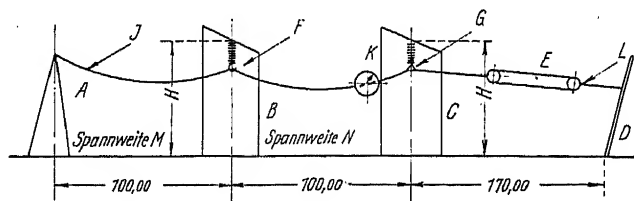


Abb. 11.

Beim Drahtbruch, der im ersten Moment eine Drahtspannung von ca. 2000 bis 3000 kg ergibt, wird die Eisbelagzerstörung jählings eintreten, wobei der Mast nur einen geringen Impuls erfahren wird. Die Eisstärke hat in bezug auf die für das Abwerfen des Eisbelags notwendige Beanspruchung eine sehr geringe Bedeutung.

Um den Drahtbruch unter den der Wirklichkeit entsprechenden Verhältnissen einer Prüfung zu unterwerfen, wurden folgende Versuche unternommen.

Auf den Masten B und C (Abb. 11) wurde ein Draht à 70 mm mittels 7 Isolatoren aufgebracht und an dem Mast A befestigt. Die Drahtaufbringung war mittels einer Rollenklemme *g* auf dem Mast C und einer Schleifklemme auf dem Mast B ausgeführt. Mit Hilfe der Blöcke E und des Strickes L wurde der Draht J auf dem Mast D befestigt. Die Leitung wurde mit 1260 kg belastet. Um diese Spannung zu messen, benutzte man das Dynamometer K. Dann wurde der Strick Y abgeschnitten. Der Draht blieb nirgendwo stecken, und das Dynamometer stellte sich sofort auf Null ein. Das Durchziehen des Drahtes durch die Klemmen betrug von 7 bis 9 mm. Bei wiederholten Versuchen wurden dieselben Resultate erzielt.

Für weitere Versuche wurden die Drähte an den Klemmen G und F sowie die Klemmen selbst mit 10 mm starkem Eisbelag bedeckt. Infolge des Abreißens des Strickes wurde der Eisbelag im selben Augenblick von der ganzen 3 m langen Strecke entfernt, und der Zeiger des Dynamo-

meters fiel von 1260 kg auf Null. Das Durchziehen des Drahtes durch die Klemmen betrug von 5 bis 7 mm. An den Masten waren keine Formänderungen zu bemerken.

Die Frage der Drähteabnutzung bei der Anwendung der Schleifklemmen wird vorläufig noch untersucht. Aber auf der Versuchsstrecke der Übertragungsleitung von Nishnij-Nowgorod ist der Draht schon 6 Jahre lang in Betrieb und weist noch keine Spuren von Abnutzung auf.

### **Wirtschaftliche Vorteile der Schleifklemmenanwendung**

Auf diese Weise wird die Konstruktion der Masten erleichtert und die Verletzung der letzteren ausgeschlossen; die Ausleger werden bedeutend entlastet und die gesamte Übertragungsleitung gewinnt dadurch sowohl an Billigkeit als an Sicherheit. Bei anormal großem Eisbelag wird sich der Schaden höchstens auf einige abgerissene Drähte beschränken, deren Reparatur sehr einfach ist und bedeutend weniger Mühe und Zeit erfordert, als es sogar bei einem zerstörten Mast der Fall gewesen wäre.

Um die Frage zu entscheiden, welche Ersparnisse uns die Anwendung der Schleifklemmen bei der Ausrüstung der Übertragungsleitungen verspricht, wurden entsprechende Berechnungen unternommen, aus welchen folgendes zu schließen ist:

1. Bei Metallmasten für die Übertragungsleitungen bis 100 kV beträgt die Wirtschaftlichkeit ca. 15 bis 20 % der gesamten Kosten.
2. Bei Holzmasten ergibt die Wirtschaftlichkeit gegen 20 bis 25 % der Gesamtkosten.

### **Anwendung der Schleifklemmen in U.d.S.S.R.**

Auf Grund der oben beschriebenen Experimente und der entsprechenden Ausarbeitung der Frage in U.d.S.S.R. ging man zu der Projektierung und dem Aufbau der Übertragungsleitungen mit Schleifklemmen über, die eine freie Verlagerung der Drähte gestatten (vgl. Abb. 8). Die Anwendung der Schleifklemmen ermöglichte den Gebrauch der Spannweiten bis 225 m für die Übertragungsleitungen mit einfachen Holzmasten (vgl. Abb. 6), was große wirtschaftliche Vorteile aufwies. Heutzutage ist der größte Teil der Übertragungsleitungen in der U.d.S.S.R., wie z. B. die Leitungen der Bezirks Elektrizitätswerke in Iwanowo-Woznesensk, Tscheljabinsk usw. mit Schleifklemmen ausgerüstet.

Bei der Berechnung der Masten wird gewöhnlich die erforderliche Drähtebeanspruchung für das Entfernen des Eisbelages gleich 200 kg angenommen.

### **Schluß**

Im Hinblick auf die Eigentümlichkeiten unserer Arbeitsverhältnisse unterscheidet sich die Konstruktion der Schleifklemmen, die in der Sowjetunion angewendet werden, wesentlich von den betreffenden Klemmen, die in Europa und Amerika eine beständig wachsende Verbreitung finden. Dort werden nämlich die Schleifklemmen so ausgerüstet, daß sie das Herausgleiten des Drahtes nur bei bedeutender Spannungsdifferenz in den zwei angrenzenden Spannweiten gestatten.

Die Schleifklemmen in Verbindung mit den obenerwähnten Holzmasten einfacher Konstruktion, die die Standfestigkeit der Formänderungen garantiert, gestatten die Übertragungsleitungen mit geringen Baukosten und mit hoher Arbeitssicherheit auszurüsten.

### Summary

The design of sliding clamps employed in the USSR differs essentially — in regard to their operation — from that adopted for the same type of clamp both in Europe and America, where the application of these clamps is steadily increasing. In Europe and America, in contrast to the USSR, sliding clamps are designed so as to allow the conductors to slide out of the clamps only when considerable differences occur in the stresses, to which the conductors of two adjacent spans are subjected. The use of sliding clamps and simple wooden poles allows of power transmission lines not only being constructed more economically but also of a material reduction in the maintenance costs; lines equipped in this way have proved to be highly reliable in service.

Tschechoslowakei

## Glasisolatoren

Tschechoslowakisches Technisches Komitee

Hauptverein Deutscher Ingenieure, Brünn

*Prof. F. Niethammer*

In der Fachliteratur tauchen von Zeit zu Zeit spärliche Notizen über die Einführung von Glasisolatoren, namentlich für Fernmeldeleitungen, aber auch für Hochspannungsleitungen auf, ohne daß eingehende Erfahrungen mitgeteilt werden. Die Weltkraftkonferenz wäre nun die geeignete Gelegenheit, um die Erfahrungen auf diesem Gebiete aus den verschiedenen Ländern zu sammeln.

In den Vereinigten Staaten von Amerika und in Frankreich sind viele Telephon- und Signalleitungen mit Glasisolatoren ausgerüstet. In Italien und den Vereinigten Staaten sind auch Hochspannungsleitungen mit Glasisolatoren im Betrieb. Ich erwähne besonders einige, zusammen etwa 500 km lange 50000 V-Leitungen in Montana, wo über 26000 Pyrex-Glasisolatoren auf Stützen aus paraffiniertem Eichenholz in dauerndem Betrieb sind, wo es aber sehr trocken ist und wenig Nebel gibt. Auch die New York Central Railroad hat auf ihrer Mohawk Division eine 4000 V-Leitung neben vielen Signalleitungen mit Glasisolatoren in Benutzung. Ums Jahr 1920 sind in der Schweiz bei der Rhätischen Bahn Glasisolatoren der Firma Bigler, Spichiger u. Cie. AG. in Biglen (Bern) in die unter 6000 V arbeitende Fahrleitung eingebaut worden. Trotz der in elektrischer, mechanischer und thermischer Hinsicht günstigen Ergebnisse scheint es aber zu keiner allgemeinen Verwendung des Glasisolators in der Schweiz gekommen zu sein.

Glas ist bekanntlich ein ausgezeichnete elektrischer Isolator, der namentlich in physikalischen Laboratorien eine große Rolle spielt. In der Elektrotechnik haben wir vorläufig das Glas im wesentlichen auf Glühlampen, Gleichrichter- und Glühkathodenröhren beschränkt. Es gibt allerdings heute schon große mit umfangreichen elektrischen Prüfungen versehene Glasfabriken, die Glasisolatoren in großer Zahl herstellen und deren Kataloge Glasisolatoren für alle Zweige, also für Telephon- und Signalleitungen, für Hochfrequenz- und Radioanlagen, aber auch für Starkstrom- und Hochspannungsleitungen, ja sogar Hängeketten aus Glas enthalten. Es sind zwei Gruppen von Firmen:

die Pyrex-Gruppe, deren Stammhaus die Corning Glass Works in Corning, New York, sind und die in Italien durch die Manifattura Isolatori Vetro in Acqui vertreten ist. Die zweite Gruppe geht von den Verreries de Folembray (Aisne) in Frankreich aus, deren Spezialglas für Champagner besonders hart ist und die wohl zuerst in Europa Glasisolatoren hergestellt haben. Zu dieser Gruppe gehören die Verreries Charbonneaux in Reims (Frankreich) und Chinelli e Co in Fidenza (Parma) in Italien. Dazu kommt Parvillée Frères Paris.

Um selbst ein Bild über die Eigenschaften der Glasisolatoren zu bekommen, habe ich in meinem Hochspannungs-Laboratorium eine Reihe italienischer Stützenisolatoren aus gelbem und grünen Glas für Starkstromanlagen von 380/220 V mit den entsprechenden Porzellanisolatoren einer bekannten Porzellanfabrik Böhmens verglichen. Der *Isolationswiderstand* der Glasisolatoren, mit Gleichspannungen gemessen, ist durchwegs höher als bei Porzellan, bezüglich der *Überschlagsspannung* trocken, und unter Regen zeigt sich schon wegen der ähnlichen Form kein nennenswerter Unterschied. Auch die *Durchschlagsspannung* unter Öl ist bei den Glasisolatoren im allgemeinen etwas höher als bei Porzellan, aber die Nebenerscheinungen beim Durchschlag der Glasisolatoren sind wesentlich ungünstiger. Die Glasisolatoren werden beim Durchschlag in der Regel zertrümmert, und es werden Teile abgeschlagen, während ja bekanntlich bei den Porzellanisolatoren meist nur ein nadelstichartiges Loch durch den Kopf den Durchschlag bezeichnet. Die Zertrümmerung des Glases unter Öl dürfte durch Entlade- und Korona-Erscheinungen vor dem Durchschlag noch verschlimmert werden. Auch bei der *Biegungsbeanspruchung* der Glasisolatoren, die bei 700 bis 1000 kg zum Bruche führte, ging der Glasisolator meist ganz in Brüche, oder es wurden Stücke abgesprengt, was beim Porzellanisolator nicht die Regel ist.

Bei der *Wärmeprobe* zwischen heißem Wasser von 75° und kaltem Wasser von 15° C zeigten die gelben Glasisolatoren bei der ersten Probe keinerlei Sprünge, bei weiteren Proben traten aber Haarrisse ein, die eine Zertrümmerung einleiten können. Die grünen Glasisolatoren zeigten von der ersten Tauchprobe an Sprünge über den ganzen Umfang, oder es sprangen Glasteile ab. Zugbeanspruchungen sind für Glas besonders gefährlich. Bei Glas kann man die Wärmeprobe nur mit 45° C Temperaturdifferenz anstellen, bei Porzellan kann man bis auf 70° C Differenz gehen.

Als wesentlicher Vorteil der Glasisolatoren für *Radioanlagen* werden die niedrigen *dielektrischen Verluste*  $P_d = \omega C E^2 \operatorname{tg} \delta$  bei Hochfrequenz bezeichnet, weil die Dämpfung geringer wird als bei Porzellan. Dabei ist  $\operatorname{tg} \delta' = \frac{\lambda \kappa}{\varepsilon}$ , worin  $\lambda$  die Wellenlänge,  $\kappa$  die elektrische Leitfähigkeit

und  $\varepsilon$  die Dielektrizitätskonstante ist;  $C$  = Kapazität,  $E$  = Spannung,  $\delta$  = Verlustwinkel,  $\omega = 2 \pi f$  = Kreisfrequenz. Die American Telegraph and Telephone Company schreibt z. B. vor, daß die Dielektrizitätskonstante  $\varepsilon$  bei 30000 Hertz den Wert 5,5 und das Produkt aus Dielektrizitätskonstante  $\varepsilon$  und dem Faktor  $\operatorname{tg} \delta$  in Prozenten 2,1 nicht über-

schreiten darf. In meinem Laboratorium wurden die oben erwähnten Glasisolatoren mit Hilfe eines Spiegelelektrodynamometers bei 450 Hertz auf den Verlustwinkel  $\delta$  untersucht und gefunden, daß er etwa zwischen 30 und 53 min liegt und sich nicht wesentlich von dem der entsprechenden Porzellanisolatoren unterscheidet. Die dielektrischen Verluste wachsen bei Glas mit der Temperatur rascher als bei Porzellan, und bei Glas nimmt die elektrische Durchschlagsfestigkeit mit der Temperatur rascher ab als bei Porzellan.

Bei Hochspannungsisolatoren aus Glas von 15000 Volt aufwärts bereitet es Schwierigkeiten, die erforderlichen Glasdicken homogen herzustellen, und die Glasisolatoren scheinen auch den gleichzeitigen dynamischen und dielektrischen Beanspruchungen nicht gewachsen zu sein.

Ein großer Vorteil des Glasisolators ist seine *Durchsichtigkeit*, so daß innere Fehler in der Fabrik, aber auch im Betrieb, sofort festgestellt werden können. Glas ist nicht porös, es ist homogen und isotrop. Den in der Natur vorkommenden jähen Temperaturwechseln und mechanischen Stößen dürften aber nur besondere nichtspröde Glassorten mit kleinem Wärmeausdehnungskoeffizienten gewachsen sein, wobei nicht nur die Rohmaterialien (Quarz) und deren Reinheit, sondern auch die Schmelz- und Glühöfen und deren Behandlung und Temperatur sowie die Sorgfalt der Prüfung auf Defekte, z. B. mit Hilfe von polarisiertem Licht, eine Rolle spielen dürfte. Von großer Bedeutung ist es auch, daß die Glasoberfläche nicht hygroskopisch ist, daß also Regen und Atmosphärien die Glasoberfläche nicht angreifen, da sonst leicht Überschläge auftreten, die auch durch am Isolator haftenden Schmutz begünstigt werden. Der aussetzende Lichtbogen ist ja eine der schlimmsten Ursachen der Zerstörung von Isolatoren. In heißen trockenen Ländern scheinen sich Glasisolatoren am ehesten zu bewähren, da sie namentlich in den französischen und anderen Kolonien viel verwendet werden. Wenn Glas auch in einfachen Formen billiger ist als Porzellan, so dürfte es in großen unregelmäßigen Formen, wenn, wie dies bei Isolatoren notwendig ist, auf sorgfältige Herstellung und richtiges Ausglühen geachtet wird, wohl teurer werden. Der Glasisolator ist auch nicht leichter.

Die Aussichten des Glasisolators scheinen in der Leitungstechnik nicht groß zu sein. Viel eher dürfte das Glas im elektrischen Apparat-, Transformatoren- und Maschinenbau z. B. für Bürstenträger von Bahnmotoren, als Distanzstücke für Wicklungen u. ä. Verwendung finden.

## Summary

There are prominent glass works in the United States, in France and Italy where considerable quantities of glass insulators are regularly manufactured. Yet very little information is to be found in our technical literature as to the practical results with glass insulators on telephone lines, in radio plants and on high pressure transmission lines. It would be very appropriate for the World Power Conference to collect experience on glass insulators over the whole world. In my electrical



laboratory I carried out a series of comparative tests on Italian glass insulators and Bohemian porcelain insulators of similar shape for a service voltage of 400 volts. The electric resistivity and the dielectric strength (puncture voltage) are higher for glass insulators: They, however, usually break into many pieces during the puncturing test as well as during the tensile and thermal tests which is not so for the corresponding porcelain insulators. The low dielectric losses are usually stated to be an advantage of glass insulators. I could not find any appreciable difference between porcelain and glass. Atmospheric influences destroy the smoothness of the glass surface and reduce the resistance of the leakage path. The transparency of the glass insulator is a great advantage, as flaws can easily be detected. In simple shapes glass seems to be cheaper than porcelain.

Russia

## The Testing of Porcelain Insulators

### Porosity of Insulating Porcelains

All-Union Electrotechnical Institute

*Prof. P. A. Florensky and N. A. Tzerevitinov*

#### I. Porosity and its Varieties: Permeability, Apparent and True Porosity

The crisis which befell the porcelain insulator industry during the early years of the present century, has led to a closer study of the material of which porcelain insulators are composed. It has been generally acknowledged that the quality of insulating porcelain both from the mechanical and electrical points of view as well as in regard to the life of the insulator, is closely connected with the porosity of the material. Most insulation experts consider the porosity of the insulator head to be the chief reason of the rapid wear which renders insulators unfit for service not only after a relatively short period of use but even before they have been taken from store. The extent to which this occurs varies in different cases. According to *Peaslee* 10 to 40% of insulators become unfit for further service during the first 2 or 3 years, the mean yearly loss being 20%; similar evidence has been supplied by other experts, though lower figures have also been recorded, e. g. under 1% loss during the first 3 to 4 years according to *Austin*.

The term porosity requires closer definition than it is usually accorded, as engineers not closely acquainted with the question are apt to misunderstand the character of pores in porcelain to the extent of confusing porosity with permeability. The suggestion has been made on more than one occasion to test porosity by driving liquid into porcelain by some intensely effective means, the non-penetration of liquid into porcelain in ordinary tests being erroneously ascribed to the narrowness of the internal fissures.

Speaking of the porosity of porcelain, the following five types of cavities are to be distinguished:

1. Recesses—large cavities containing gases, vapours or liquids.
2. Cracks.
3. Continuous pores—more or less slightly curved, and occasionally a ramification of capillary dents passing through the whole head from one surface to the other.
4. Blind pores—fissures similar to those of continuous pores but closed at one end.

5. Closed pores—small cavities of various shapes and sizes having no communication with the external air.

Cracks and continuous pores as well as large cavities in certain cases, render porcelain permeable to liquids (including gases) under constant flow; this property of permeability may be termed the liquid permeability of the insulator head and is measured by special devices: permeameters, densimeters etc. Recesses and blind pores do not assist the penetration of liquid though they may, like cracks and continuous pores, contain liquid, and so increase the moisture content of the insulator head; this content may be measured by porosimeters, volumeters and other devices and means, which will be dealt with below. Lastly, closed pores do not in themselves impart to the insulator head either of the above properties, though on being opened they allow moisture to collect inside a thin layer close to the surface.

Thus the term "porosity of porcelain" may possess different values: a. permeability; b. true or absolute porosity,  $p$  expressing the percentage of the total volume of all pores with regard to the volume of the insulator head; c. apparent porosity,  $q$ , expressing the percentage of the volume of pores either originally open or opened by fracture (i. e. the total volume of pores in the layer of thickness,  $q$ ), in relation to the volume of the head. If the porcelain test piece possesses mass,  $P$ , surface,  $S$ , apparent specific gravity,  $\delta'$ , and actual specific gravity,  $\delta$ , then the true porosity will be

$$p = \frac{\delta' - \delta}{\delta} 100,$$

while the depth of the layer in which the apparent porosity occurs may be expressed as

$$h = \frac{q}{p} \cdot \frac{P}{S}.$$

The apparent specific gravity is determined with a piece of ordinary size while the true specific gravity is obtained from powder of which the particles should be smaller than the diameter of the pores, i. e. of the order of  $1 \mu$  on an average.

## II. Possible Effect of Pores of Various Kinds and Sizes in an Electric Field

The effect of cavities in the head of an insulator is obviously dependent not only on their number but, in a still higher degree, on their nature, and cannot therefore be treated uniformly. Cavities and cracks are obvious defects and their absence in insulating porcelain is obviously to be assumed; indeed, neither electrical nor mechanical requirements can be even approximately satisfied in the case of such defects. Continuous pores are also obviously inadmissible as they facilitate electrical break-down, leakage of current and the accumulation of moisture; the latter, moreover, leads to the fracture of insulators and perhaps to the destruction of the porcelain accelerated by capillary pressure during frost. The effect of blind pores is more or less the same. As all these

cavities are practically uni-dimensional, the angle which they form with the direction of the field is of special importance; the manifestly injurious effect of small angles considerably decreases as they approach right angles. The effect of closed pores is less evident. When they form groups, the useful thickness of the head, especially with regard to puncturing, is reduced owing to the greater ease with which ionization of gases may occur in these fissures, all the more so because the gas pressure, as shown by *Peaslee*, may naturally be very inconsiderable, while the temperature under service conditions may be raised by various factors. The ionization of gases within small pores of an ovoidal shape is, however, impeded so that in such cases the possible damage is far less than when large cavities occur. It should, moreover, be noted that the intensity of the field in spherical pores is about four times less than in flat ones having the same thickness and lying at right angles to the lines of force. The conditions of ionization will be discussed separately.

### III. Review of Existing Methods of Testing the Porosity of Porcelain

The standards of all countries provide for the testing of insulating porcelain for porosity; no standard methods, however, have so far been elaborated for this purpose, the reliability of all existing methods being subject to discussion.

Table I gives the principal methods hitherto proposed for testing the porosity of insulating porcelain; the methods of computing the permeability of ceramic pastes are not included in the above table since such a property would render high-tension porcelain insulators altogether worthless. Some of the methods of testing porosity are purely qualitative; some are intended to supply quantitative data and are based on the variation in the weight of porcelain after absorbing water or some other liquid (effected by means of boiling, evacuation, pressure or saturation with ammonia). However, systematic investigation of various methods of test carried out at the All-Union Electro-Technical Institute, Department of Materials, has shown the existence of considerable discrepancies between the data obtained for a given piece by different methods and even for different portions of one insulator as tested by a single method; some methods when applied to a single piece of insulator gave a new value every time. Thus the data of quantitative tests are capable of determining nothing but the order of porosity though the value may be obtained as the mean of a large series of tests. The reason of the unsatisfactory results given by all the existing methods is due to the uncertainty of the quantity measured rather than to defects in the methods. Indeed, if the porcelain head is of a high quality it cannot possess either cavities, or cracks, or large blind pores; at least, if such were the case, the sample could not be considered a typical one. During a test, therefore, external effects may be produced exclusively upon such pores as have been exposed on fracture of the piece and possess a diameter of the order of  $10\ \mu$ . Small cavities together with newly formed blind pores of the above

Table I. Summary of Data Concerning Various Methods of Testing Porcelain for Porosity

Name of method	Author and year of publication	Country in which the method is used	Description of test procedure	Literary source
Absolute method	—	Everywhere	The apparent specific gravity of a piece of porcelain, $\delta$ , is measured by double weighing, the actual specific gravity, $\delta'$ , of the same porcelain ground in an Abich mortar, triturated in an agate mortar and thoroughly dried and boiled in water being also measured; from the data obtained the absolute porosity, $p$ , is calculated: $p = \frac{\delta' - \delta}{\delta} 100$	—
Low pressure method	Creighton, 1916	—	The porcelain is kept for 8 h under a vacuum pressure not exceeding 1 $\mu$ ; next the vessel is soldered after which it is broken in water boiled under vacuum; after a week the specimen is rubbed and weighed	—
Method of boiling under atmospheric pressure	American Society for Testing Materials, A. S. T. M. 1921	U. S. A., Amer. Soc. of Testing Material	A piece of porcelain of 30 to 50 g in which no less than 50% of the whole surface is formed by a fresh fracture, is dried at 120° C for 24 h, after which it is weighed; it is next immersed at 20° C in distilled water for 100 h, the water being boiled after the first, the 25th and the 73rd hours; after 100 h the specimen is wiped and weighed	A. S. T. M. Tentative Standards Philadelphia, 1928, D. 116—28 T, p. 613—614
Method of boiling under low pressure	Purdy and Lewis, 1920	—	A dried specimen is boiled for 4 h in water under a pressure of about 600 at, it is then wiped and weighed	Purdy, R. C., Geol.-Surv. Bull. No. 9, 1 u.; Loomis, G. A., Porosity a. Volume changes etc. Techn. papers of Bureau of Standards 1920, No. 159.
Method of boiling under atmospheric pressure	Insulator Commission of the Central Electrical Council of the U. S. S. R., 1922	U. S. S. R., Central Electrical Council	A splinter of porcelain, with a fresh fracture surface and broken glaze, about 4 cm <sup>3</sup> in volume, somewhat similar in shape to a plate, is dried and, after weighing, heated to 100° C after which it is boiled in distilled water for 24 h. Next it is cooled in water down to room temperature, wiped and weighed	Electrical Rules and Standards Magazine, Moscow, 1925, p. 250

Voluminometric method	American Soc. for Testing Materials, A. S. T. M., A. S. T. M., 1921	U. S. A., A. S. T. M.	The volume of pores contained in a given piece is measured by a Washburn and Bunting glass porosimeter or Navias's metallic porosimeter; this volume is divided by the total volume of the piece and multiplied by 100	Ibid., D. 116—28 T, p. 614 to 616, <i>Washburn and Bunting</i> , J. Am. Ceramic Soc. 1922, T. 5, p. 538—535; <i>Navias</i> , J. Am. Ceramic Soc. 1925, T. 8, p. 816 to 821
Quantitative ammonia method	V. V. Skobel'tzin	—	The specimen is carefully dried, kept for 12 h under a vacuum of 1 to 1.5 cm effected by a water pump and next kept for another 12 h in ammonia atmosphere whereupon it is placed again for 12 h under a vacuum of 1 to 1.5 cm, this operation being repeated three times. After this the specimen is kept for at least 24 h in water, it is then wiped and, after 24 h drying in a cupboard, is weighed again	V. V. Skobel'tzin, "Electricity" 1922, No. 1, p. 38/39
Qualitative ammonia method with dyeing	P. A. Zemiatchensky 1924	U.S.S.R., Central Electrical Council	Pieces of porcelain taken from the thick portion of an insulator are dyed at 120° C for at least 24 h, kept under a vacuum of 1 to 1.5 cm for 12 h and then kept in ammonia under atmospheric pressure for another 12 h. This operation is repeated three times, the pieces are placed in a strong eosine solution for 24 h and are next broken in order to determine the depth to which the dye has penetrated	P. A. Zemiatchensky, High-voltage porcelain insulators, Leningrad 1924; Electrical rules and Standards Magazine, Moscow, 1925, p. 256
Method of dyeing under pressure	Peaslee, 1920; Farr and Philpat, 1925; Pfeiffer, 1925	Germany, Pfeiffer's variety	An insulator is kept for 7 days in a thick-walled steel cylinder containing a strong fuchsine solution under 130 at pressure; next it is broken and the fracture surface is examined; porosity is expressed in pounds per hour. Pfeiffer has proposed a special type of porosimeter for testing porcelain by dyeing with a 1% fuchsine solution in methyl alcohol under a pressure of 120 to 150 at; the action of the above pressure for 3 days gives the effect of 10000 at/h	W. D. A. Peaslee, J. of Electr. Eng. 1920, p. 445; C. C. Farr and H. E. K. Philpat, J. A. I. E. E. 1922, October, p. 715—724; R. Pfeiffer, E. T. Z. 1925, 16. Juli, Bd. 46, S. 1078 to 1080

Table I. Summary of Data Concerning Various Methods of Testing Porcelain for Porosity.

Name of method	Author and year of publication	Country in which the method is used	Description of test procedure	Literary source
Method of im- pregnation with carbon tetra- chloride	—	France	A dried specimen of porcelain is kept under vacuum and subsequently immersed in carbon tetrachloride	
Method of trans- parent plates	<i>Ehrenberg</i> , 1836; <i>Gla- senapp</i> , 1907; <i>Mellor</i> , 1906—1907; <i>Plensky</i> , 1908; <i>Klein</i> , 1916; <i>Zemiatchensky</i> , 1924	Everywhere	Transparent porcelain plates prepared by the usual petrographic method are subjected to microscopic investigation and micro-photographing in polarized light, the linear magnification being 1000 times; it is usually convenient to use parallel Nicol prisms	<i>Ehrenberg</i> , Über mikroskopische neue Charaktere der erdigen u. derben Mineralien, Pogg. Ann. 1836, Bd. 39, S. 101
Method of prepa- ration with vase- line or fat	<i>P. A. Zemiatchensky</i> , 1920	—	A piece of porcelain is polished with a flat tool; the polished surface is covered with vaseline, fat or smoke-blackening after which the vaseline is wiped off and the surface is examined under the microscope. Thick ink may also be used	<i>P. A. Zemiatchensky</i> , High-voltage porcelain insulators, Leningrad, 1924, p. 38—39
Method of prepa- ration with Chi- nese ink	The All-Union Electro-Technical Institute, 1925	U.S.S.R., The All- Union Elec- tro-Techn. Institute	The non-polished surface of a fresh fracture is covered with Chinese ink and simultaneously rubbed a little (it is convenient to use liquid, ready-made Chinese ink); after the ink is dried it is wiped off with a moist rag and the surface is subjected to microscopic investigation and micro-photographing in the usual reflected light with a magnification of 50 to 60 times	Porosity of insulator porcelain, Moscow 1927
Method of electri- cal conductivity after immersion	Insulator Comission of the Central Electro-Techn. Council	—	The electrical resistance of non-glazed porcelain beakers is measured after immersion for 2 days and drying in an electric furnace at about 250° C for 218 h. According to the regulations of the Post and Telegraph Commissariat of the U.S.S.R. glazed telegraph and telephone insulators should be tested by measuring the electrical conductivity after immersing the insulator head as well as the petticoat in dilute sulphuric acid	<i>P. A. Zemiatchensky</i> , High-voltage porcelain insulators, Leningrad 1924, p. 44—46

dimension make up a layer of a thickness equal to the diameter of one pore. It is this layer which is actually subjected to test while the rest of the porcelain is cast aside. This accounts for the fact that the readings, when related to the whole bulk, prove to be negligible and are, as may be seen from the consideration of the methods, of a rather casual character. As regards the methods of weighing it should be remembered that porcelain is liable to loose in weight under the action of water, such losses being of the same order as the gain in weight through absorption. In certain cases the neglect of these losses may result in negative values of porosity. Both the washing away of porcelain by water and the absorption of water take place in the surface layer and consequently are approximately proportional to the surface area. It follows that the inconstancy of the porosity values (and losses through washing away) may be reduced to some extent by relating the loss of weight to the surface area instead of either the mass or the volume. The apparent porosity may also be calculated according to the true porosity if the mean size of the pores is known. An approximate estimate of the apparent porosity may be derived from the electrical conductivity of moistened porcelain except for the highest grades. Another means of estimation consists in examining (sometimes microscopically) the fracture surfaces of blocks which have previously been impregnated with eosine or fuchsine by means of either high pressure or the introduction of these dyes with ammoniac.

#### IV. Arbitrary Estimation of the Porosity

In view of the insufficient reliability of the values of porosity obtained from the testing of porcelain, it is in many cases convenient to estimate porosity by an arbitrary scale derived either from quantitative or from qualitative data or else obtained from the microstructural appearance of porcelain. Different data upon the possible degrees of porosity are

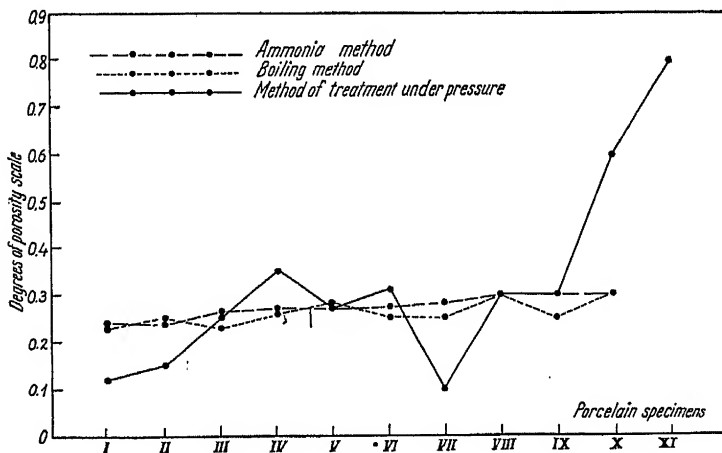


Fig. 1.



Table II. Degrees of Porosity and

Degrees of porosity scale	Degrees of the scale of compactness	Qualitative characteristics of the porcelain porosity	Result of colouring porcelain by fuchsine solution either under pressure or by the ammonia method
1.0	0.0	Entirely permeable	Complete dyeing of the bulk of porcelain irrespective of volume
0.9	0.1	Partly permeable	Dyeing of the whole bulk of porcelain throughout with occasional undyed segregations
0.8	0.2	Very porous	Dyeing to the depth of the order of a few millimeters, small separate infusions of dye being occasionally met in the internal, non-dyed layers, somewhat like the extravasation of blood into the surrounding tissues
0.7	0.3	Porous	Dyeing of the mass to the depth of the order of a few millimeters
0.6	0.4	Appreciably porous	Dyeing of the mass to the depth of the order of 1 mm but with occasional separate infusions of dye into further layers
0.5	0.5	Moderately porous	Dyeing of the mass to the depth of the order of 1 mm but without further infusions
0.4	0.6	Slightly porous	Dyeing of the mass to the depth not exceeding 0,5 mm
0.3	0.7	Very slightly porous	Dyeing of surface with occasional infusions of dye into pores of irregular form and sometimes into systems of pores
0.2	0.8	Non-porous	Dyeing of surface with infusions of dye into separate holes of regular form resulting from the opening of ovoidal pores
0.1	0.9	Nearly impermeable	The fracture surface is unable to retain dye and looses it after slight washing with a solvent. The dye penetrates into occasional fractures and adheres in occasional holes on the surface
0.0	1.0	Entirely impermeable	Complete inability to hold dye which disappears after slight rubbing or washing with a solvent

# Compactness of insulating porcelain.

Description of the type of porcelain microstructure	Behaviour of porcelain when impregnated with water by the ammonia method
Spongy structure formed by two intersecting systems connected throughout the whole volume, one of which consists of hollows and the other of solid substance	According to <i>Skobeltzin</i> , porosity is of the order of 10% and is equal to absolute porosity
Spongy structure, though the system of hollows and fissures is divided into a certain, comparatively small, number of separate clews either entirely disconnected or having but little communication	According to <i>Skobeltzin</i> , porosity is of the order of a few per cents. It approaches absolute porosity but is somewhat less
The system of fissures and hollows is divided into clews of the order of a few millimeters which are usually disconnected but occasionally communicate through internal fissures, thus impeding the access to the internal layers	Porosity, according to <i>Skobeltzin</i> , is of the order of 10%, being much less than absolute porosity. It is very unstable for a given mass
Maze of fissures a few millimeters in size disconnected and offering no access to deeper layers	
Clews of canals and pores of about 1 mm size usually disconnected but occasionally grouped into large systems by internal canals	According to <i>Skobeltzin</i> porosity is of the order of 0.5%. It is unstable when reckoned per unit volume as well as per unit surface area; far below the value of absolute porosity
Maze of fissures and pores about 1 mm in size, disconnected	
Pores of irregular form of the size of about $10\mu$ communicating several in a system. Large groups, amounting to 0.5 mm are rare	Porosity is of the order of 0.2% according to <i>Skobeltzin</i> . It is rather unstable even when estimated per unit surface area with correction for washing away
Pores of irregular form of the size of about $10\mu$ , occasionally communicating with several in a group, through lateral fissures	
Separate ovoidal pores of the order of $10\mu$ , having no communication and giving access inwards to depths not exceeding their own, when opened	According to <i>Skobeltzin</i> , porosity is of the order of 0.05%. Rather stable when reckoned per surface with correction for washing away
Vitreous structure, though occasional separate fractures as well as ovoidal pores are encountered; the fracture surface is usually smooth but sometimes shows a few holes from open ovoidal pores	According to <i>Skobeltzin</i> , porosity is very unstable giving now positive and now negative values, always small; they are due to the washing away of porcelain
Vitreous structure. Complete absence of fractures, fissures and pores of any kind including closed ovoidal pores. No microscopic cavities on the fracture surface	Zero porosity according to <i>Skobeltzin</i> . Steeping results in a negative percentage value of apparent porosity due to washing away

summarized in table II. A systematic revision of various methods of testing different grades of porcelain carried out by Department of Materials of the All-Union Electrotechnical Institute has shown that the scale estimations obtained for the same sample by different methods coincide fairly well with each other. Fig. 1 represents a graph showing the relative porosity of porcelain of different grades and makes (the porosity is designated by Roman numerals plotted on the abscissae). As may be seen from the graph, the ammoniac method as well as the boiling method give more constant values than those obtained by treating porcelain under pressure. The ammonia method is somewhat stricter and consequently more reliable.

## V. Results of Comparative Porosity Tests by Different Methods

The great number of methods for testing the porosity of porcelain which are developed nowadays suggests the necessity of ascertaining the degree to which they are equivalent to each other. This involves the consideration of the reliability of each method. Extensive tests undertaken by the author on different methods and grades of porcelain supply sufficient material for the conclusive elucidation of the question. As has already been mentioned, different methods of test have proved to be practically equivalent to each other, at least within the limits of their individual accuracy. The latter however is far from being great and the agreement of values for samples of the same make and even for several tests of the same sample is so slight that the so-called quantitative methods can be depended upon only insofar as qualitative data are concerned. Thus, splinters of the same high-grade porcelain insulator, when tested separately by the ammonia method, exhibited discrepancies up to 47% of the mean value. For medium-grade porcelain this discrepancy amounts to as much as 190 and even 320%. Such is the order of deviation from the mean. Consecutive tests carried out by the above ammonia method on a single specimen of porcelain also gave values fluctuating between 8% and 42% for the best-quality porcelain and from 26% to 220% for medium-quality samples. It is worth mentioning that a certain decrease of weight of the tested sample due to the washing away by water was invariably recorded, though the specific loss, i. e. decrement per mass of specimen, was found to fluctuate considerably. Analogous results are obtained when checking other methods of testing porcelain porosity. Owing to the very slight accuracy of the methods the question as to their equivalence cannot be solved quantitatively, though within the limits of their accuracy the methods may be said to give results equivalent from the qualitative point of view. Fig. 2 represents graphically the results of tests of a series of samples (the Roman numerals plotted on the abscissae correspond to those plotted in fig. 1 for both the ammoniac and the boiling methods).

Another factor which reduces the accuracy of tests has still to be mentioned; viz. the fact that the weight increment due to absorption is expressed per unit mass of the sample or, more correctly, per unit volume. As shown by tests, the fluctuation of results obtained by such

a method of calculation (i. e. expressing porosity per unit mass or unit volume) may be reduced by relating the above weight increment to the surface area of the specimen. In other words the consideration of porosity per unit volume increase the degree of uncertainty as compared with the treatment per unit surface area. This follows directly from the fact that the absorption of liquid occurs only in the pores close to the surface but not in the whole mass of the specimen, as may be seen from the microscopic investigation of the periphery of the

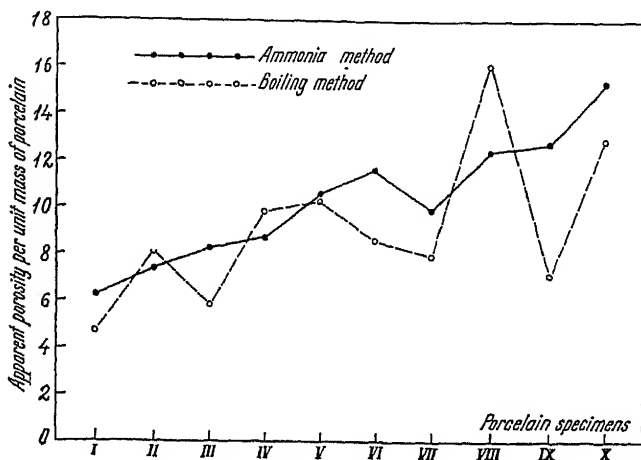


Fig. 2.

normal section of a specimen impregnated with some dye-stuff either by high pressure or by the ammonia method. Besides, the calculation of the depth to which the dye may penetrate into the porcelain gives the mean size of pores equal to that obtained by direct measurement. Consequently it may be taken for granted that all tests of porosity carried out by means of introducing liquids (e. g. dyes), gases or some other substances extend exclusively to open pores, the internal bulk of porcelain being in no way affected by the experiment, provided the given insulator head is at all suitable for high-tension purposes.

## VI. Microscopic Investigation of the Porosity of Porcelain

From the conclusions of the preceding paragraph concerning the superficial character of the phenomena which take place during the testing of the porosity of high-grade porcelain, it becomes evident that the above methods of test, calculated for the absorption of liquid by the whole insulator head, cannot fulfil their task. It does not mean that the methods themselves are insufficiently effective; on the contrary, they are quite satisfactory in themselves, but when applied to the heads of high-tension insulators they become valueless, as they are only capable of yielding but roughly approximate results.

It should be clearly realized that in studying high-tension porcelain with regard to porosity, the question is not which concerns the quantitative characteristics (i. e. the volume of pores) but the qualitative peculiarities, such as the shape of pores, distribution in the mass of the head, relative areas etc. Therefore one can safely assert that any further research in the direction of forcing liquids into the insulator head is *utterly useless* and, consequently, that the successful solution of the problem of testing porcelain with regard to porosity may be obtained exclusively through the direct study of the *form* of the pores, i. e. by microscopic investigation.

One of such methods is based on the study of thin, transparent plates under polarized light, the magnification being of the order of 1000. The method is similar to that employed in petrography in studying fine-structure minerals. This method as applied to porcelain gives good results which allow of the determination of the micro-structure of the actual substance, i. e. its dispersiveness and composition. It is of little value, however, in determining the rougher constitution of the insulator head as a whole which may be called the micro-structure of porcelain. The study of the latter requires, in the first place little magnification, viz. of the order of 40 to 70. Next, the examination of the pores in transparent plates is also rather inconvenient, all the more since the preparing of thin porcelain plates requires special devices and much time; it fails in the case of small surface areas.

It has been proposed to use non-transparent plates for observation under a reflected light. The whiteness of porcelain renders the study of pores rather difficult as it depends on the casual peculiarities of illumination which, however, may be eliminated by greasing the polished porcelain surface with some fat mixed with smoke-black. However, the polishing of surfaces also presents some difficulty and delay. Besides one cannot positively say that no artificial structural peculiarities are created in the process of polishing.

By systematically studying various means of estimating the porosity of porcelain we have elaborated a most simple method which has, moreover, proved to be a most effective one. In this method we confine examination to the surface of a fresh fracture which, of course, must be carefully protected from dust, dirt, fat and in particular from coming into contact with the fingers. Under such conditions one may place full reliance upon the fact that it is the intrinsic structure of the porcelain which is being observed—free from any artificial formation. In order both to avoid internal fractures and to secure straight fracture surfaces the following procedure is adopted: a chisel is held in a press, blade upward and a piece of porcelain wrapped in a rag is placed on the blade and then struck with a hammer. After fracturing is effected the pores of the fresh surface are developed; for this purpose the surface is rubbed at a certain pressure with cotton-wool or by a cork steeped in ordinary Chinese ink; for the sake of convenience the cotton wool is wrapped around a match. The porcelain surface, after being thoroughly blackened with Chinese ink, is carefully dried, an operation

which may be assisted by moderate heating, and subsequently rubbed with either moist cotton wool or a rag or else blotting paper until the Chinese ink is washed away from the whole surface except in the cavities of the open pores. The prepared specimen is then ready for micro-observation or micro-photographing. The whole process of preparation described above does not take more than 5 minutes, so that a micro-photograph (negative) of the piece supplied may be obtained in a quarter of an hour. As may be seen from the micro-photographs supplied in this article (fig. 3 to 8) which have been obtained by the above method, the pores of porcelain stand out as distinctly as need be and may be easily measured or compared in such a form; the photographs are marked with Roman numerals corresponding to those distinguishing the different grades of porcelain in figs. 1 and 2.

## VII. Comparison of Porcelain of Different Grades with Regard to Porosity

As stated above, the results of testing porcelain for porosity by the usual methods, are somewhat unreliable unless a considerable number of measurements is carried out. These methods require considerable time and leave unsolved the question as to what forms the difference between the insulator heads compared. It is quite otherwise with microscopic investigation especially by the method proposed. We venture to compare the state of an observer using this method with that of a man who, after working blind-fold, has taken off the bandage. The difference in the quality of insulator heads which otherwise can only be guessed, becomes at once evident when using the above method which, besides, enables the observer to determine the origin of the material. Being unable, for want of space, to go into detail, we are obliged to confine ourselves to mentioning only the most typical kinds

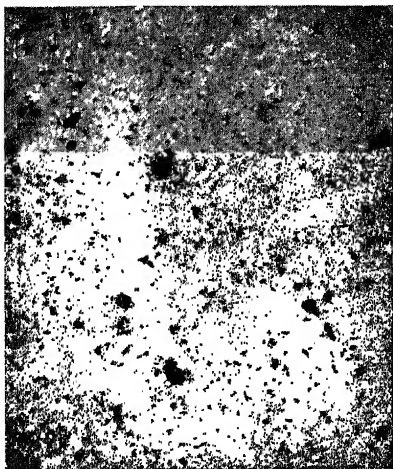


Fig. 3.

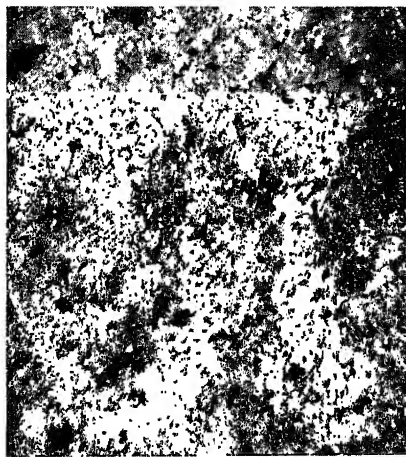


Fig. 4.

of porcelain insulator heads, viz. the best-quality porcelain insulators produced by *Hermsdorf*, *Rosenthal*, *Markelgrün* (VII) and *Thomas* (VIII). In addition, two photos of high-tension insulators of somewhat lower quality produced by two other makers (III and VI) are given.

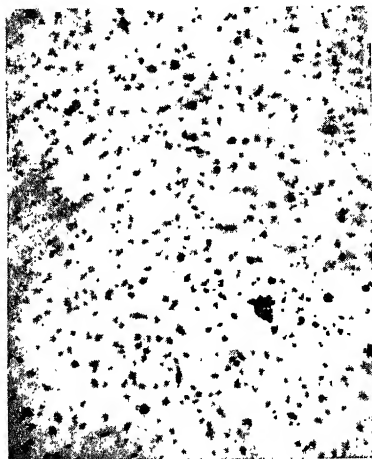


Fig. 5.

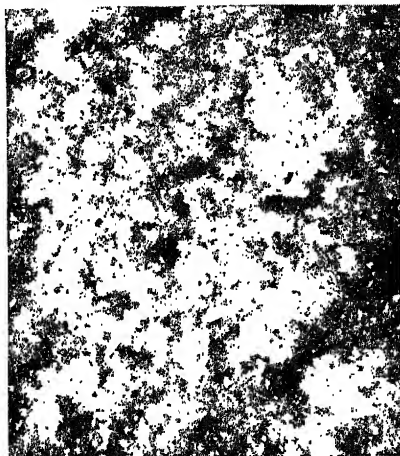


Fig. 6.

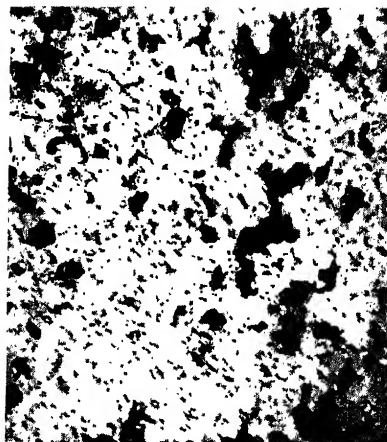


Fig. 7.



Fig. 8.

In the first place one notices a striking difference between the 4 micro-photos of the first group and those of the second one, although the latter, as we know from testing corresponding insulators, possess electrical and mechanical properties which cannot be considered altogether unsatis-

factory; with regard to porosity they do not appreciably differ from the bestquality insulators, as may be seen from the graphs. Thus the microstructural method proposed in this paper proves to be far more sensitive than others and affords a larger scale of qualitative estimation, to say nothing of the ease and rapidity of its performance.

Types of porcelain insulator heads of the first quality are represented by characteristic microstructural photographs, figs. 3 to 8, and may be characterized as follows:

Fig. 3. *Hermesdorf type* (I) which includes the porcelain of the Union's Artem Works: small pores 2,5 to 25  $\mu$  and occasionally 50 to 125  $\mu$ . The size and the distribution of the pores are fairly uniform. No tendency to form groups is exhibited. The texture of porcelain is compact and homogenous. Crystalline formations are of medium size and are distributed uniformly, though occasionally they display a tendency towards forming groups like snow flakes and rows.

Fig. 4. *Rosenthal type* (V) which includes the porcelain of the Union's "Proletaire" Works; pores of irregular form, mostly considerably elongated and differing in size (5 to 125  $\mu$ ). The distribution of the pores is irregular, groups are formed with a tendency to form long, narrow cavities up to 750  $\mu$  long. Crystalline formations are numerous, being distributed uniformly though with an inclination to collect in the external layers. The texture is delicate but irregular.

Fig. 5. *Merkelsgrün type* (VII) including the porcelain of the Union's "Insulator" Works: pores are round, very uniform in size (175 to 50  $\mu$ ); occasionally forming cavities (100 to 125  $\mu$ ). The texture is compact, well divided, very uniform and somewhat reminiscent of cheese. Crystalline formations are few, being well distributed and exhibiting a certain tendency to form rows which, however are short — under 250  $\mu$ .

Fig. 6. *Thomas type* (VIII) including the porcelain of "Porcelain-Union" and "Ohio-Brass" works: pores are few, being of irregular form with vague contours; size—17,5 to 50  $\mu$ . Cavities 150 to 375  $\mu$  wide are occasionally observed. The substance is compact and consists mostly of tightly grouped crystalline formations. The texture is petrous.

## Résumé

Quoique l'importance qu'a la porosité de la porcelaine isolatoire, soit un fait généralement reconnu, et incontestable, nous ne trouvons pas ordinairement dans notre littérature de définition suffisamment claire sur l'espèce de porosité qu'il faut considérer comme importante.

Les auteurs font observer que la porosité de la porcelaine est en rapport avec ses qualités isolatrices et mécaniques que la plupart des procédés dont on se sert pour éprouver la porosité de la porcelaine n'ont accès qu'à une mince couche à la surface de l'échantillon soumis à l'épreuve, couche dont l'épaisseur ne dépasse pas la profondeur des pores ouvertes par les fissures. Comme il a été démontré par les nombreuses expériences comparatives faites par ces auteurs dans le Département des Matériaux de l'Institut Electrotechnique la plupart des procédés offerts pour déterminer le degré de porosité, — au moyen d'imprégnation par des liquides, en les faisant bouillir, par le vide, par la pression, par saturation d'ammoniaque, —



n'a pas de résultats conformes, et même ceux qu'on obtient en soumettant des morceaux du même isolateur au même procédé, ainsi que le même morceau par le même procédé plusieurs fois successivement, ne se répètent presque pas. C'est pourquoi les auteurs proposent pour la porosité une estimation en balles ou chiffres, basée sur l'ensemble des indices et suffisamment précise pour l'usage pratique.

De plus, comme pour l'estimation de la porosité le contenu quantitatif des pores est moins important que leur caractère, les auteurs proposent de mettre en application la méthode microphotographique, en reproduisant une fracture récente sur porcelaine, passée à l'encre de Chine.

De nombreuses microphotographies de ce genre, prises sur des porcelaines de marques différentes, étudiées parallèlement par d'autres procédés, ont permis d'établir les principaux types du microtissu de la porcelaine isolatrice.

Schweiz

## Das $\cos \varphi$ - Problem des Kraftwerkzusammenschlusses

Schweizerisches Nationalkomitee

Ing. J. Kristen

Sowohl die Wirtschaftlichkeit als auch betriebstechnische Vorteile verlangen den Parallellauf von Kraftwerken in immer zunehmendem Maße, so daß dieser Prozeß in den letzten Jahren ein Erfordernis der Zeit geworden ist. In diesem Zusammenhang sei wiederholt hingewiesen auf die Verkleinerung der Spitzenlast; daß kleinere Kraftwerke mit hohen Betriebskosten nur Spitzenreserve sind; Belastungsstöße verteilen sich auf ein großes Netz; ferner, daß eine große Stabilität des Energiebezuges gewährleistet werden kann. Es wird die größte Möglichkeit eröffnet, zu jeder Tageszeit oder in jeder Saison des Jahres die ökonomischsten Energiequellen auszunutzen. Bei hydraulischen Kraftwerken sollen die wirtschaftlich vorteilhaftesten Einheiten zuerst laufen und zuletzt abgestellt werden. Auch ermöglicht der Zusammenschluß die Erstellung von hydraulischen Kraftwerken an Wasserläufen, die sonst nicht mit Vorteil ausnützbar wären. Der Zusammenschluß der Kraftwerke ist daher auch nationalökonomisch ein Erfordernis der Zeit.

Technisch treten beim Zusammenschluß zweier Kraftwerke zwei Probleme in den Vordergrund: Das eine betrifft die Verteilung der wattlosen Leistungen, wir wollen es kurz das  $\cos \varphi$ -Problem nennen; das andere betrifft die Stabilität des Zusammenschlusses. Neben diesen technischen Problemen ist zu beachten, daß gemäß der treffenden Ausführung von *Piloty* „die Unternehmungen, welche ihre Netze zusammenschließen, nach wie vor wirtschaftlich selbständige Einheiten bleiben und gezwungen sind, ihre gegenseitigen Beziehungen durch Verträge zu regeln, die tief in die technische Betriebsführung eingreifen. Jedes Unternehmen treibt ja seine eigene wirtschaftliche Entwicklungs- und Stromabsatzpolitik und hat infolgedessen den Wunsch, in seinen Beziehungen zu den Nachbarunternehmungen mit festen, klaren Verhältnissen rechnen zu können und möglichst von deren Wirtschaftspolitik unabhängig zu sein“.

Das Problem der Verteilung der wattlosen Leistungen beim Zusammenschluß zweier Kraftwerke wollen wir im folgenden an Hand von einigen Energiediagrammen beleuchten. Als Schema sei Abb. 1 zugrunde gelegt; 1 und 2 sind die beiden Kraftwerke mit ihren Sammelschienen A und B. Gemäß der Eigenbelastung dieser Kraftwerke,

charakterisiert durch die Belastungsströme  $\mathfrak{J}_{b1}$  und  $\mathfrak{J}_{b2}$ , werden die Sammelschienenspannungen  $\mathfrak{P}_1$  und  $\mathfrak{P}_2$  fahrplanmäßig auf einen wahlweisen fixierten Wert einreguliert. Der Zusammenschluß beider Kraftwerke erfolgt an den Sammelschienen  $A$  resp.  $B$  durch die Kuppelleitung ( $L$ ), wobei der Allgemeinheit wegen vorausgesetzt sei, daß Auf-

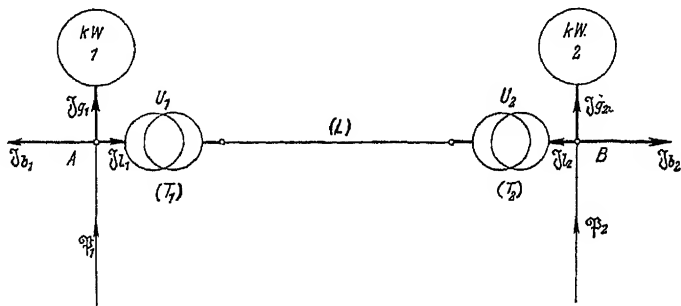


Abb. 1.

und Abwärtstransformatoren ( $T_1$  und  $T_2$ ) an den beiden Enden der Kuppelleitung verwendet werden. Sowohl die Richtung als auch die Größe der über die Kuppelleitung ausgetauschten Energie ist lediglich eine Funktion der Einstellung der Regulator an den Primärmaschinen in beiden Kraftwerken. Während somit der Energieaustausch durch äußere Maßnahmen dem elektrischen System aufgezwungen wird, hängt die Verteilung der wattlosen Leistungen lediglich von den Spannungsverhältnissen an den Sammelschienen der Kraftwerke ab. Da nun aber dieselben Spannungsverhältnisse durch die Spannungsregelung im Eigennetz einem weiteren Zwange unterliegen, so steht die Möglichkeit stets offen, daß der Zusammenschluß zu elektrischen Unstimmigkeiten führt. — Wir bezeichnen mit  $\mathfrak{P}_1$  und  $\mathfrak{P}_2$  die Vektoren der Sammelschienenspannungen, mit  $\mathfrak{J}_{i1}$  und  $\mathfrak{J}_{i2}$  die Kuppelleitungsströme und mit  $U_1$  und  $U_2$  die Leerlaufübersetzungen der Transformatoren  $T_1$  und  $T_2$  (stets größer als 1). Gemäß den in Abb. 1 gewählten Richtungen kann folgende Spannungsgleichung für die Kuppelleitung abgeleitet werden:

$$\mathfrak{P}_2 - \left( \frac{U_1}{U_2} \right) \mathfrak{P}_1 - \mathfrak{J}_{i2} \mathfrak{Z}_{k21} = 0.$$

Wird hierin  $\mathfrak{P}_1 = 0$  gesetzt, d. h. schließen wir die Kuppelleitung an den Sammelschienen  $A$  kurz, so ist ersichtlich, daß der Vektor  $\mathfrak{Z}_{k21}$  die Kurzschlußimpedanz der gesamten Übertragung darstellt, wobei einzuschließen sind die Kuppelleitung selber mit der Impedanz  $\mathfrak{Z}_l$  und die beiden Auf- und Abwärtstransformatoren  $T_1$  und  $T_2$  mit der auf die Hochvoltseite bezogenen Kurzschlußimpedanz  $\mathfrak{Z}_{k1h}$  und  $\mathfrak{Z}_{k2h}$ . Es schreibt sich daher

$$\mathfrak{Z}_{k21} = \frac{\mathfrak{Z}_{k1h} + \mathfrak{Z}_l + \mathfrak{Z}_{k2h}}{U_2^2}$$

zusammengesetzt aus den obenerwähnten Teilbeträgen. Diese gesamte Kurzschlußimpedanz ist entweder rechnerisch oder durch einen einfachen Kurzschlußversuch zu bestimmen. Ähnlich der Spannungsgleichung sind auch die Ströme der Kuppelleitung durch eine Stromgleichung verknüpft:

$$\mathfrak{I}_{11} = - \left( \frac{U_1}{U_2} \right) \cdot \mathfrak{I}_{12}.$$

Mittels dieser beiden Hauptgleichungen soll der komplexe Wert der Kuppelleistung  $\mathfrak{W}_{21}$  an den Klemmen des Kraftwerkes (2) berechnet

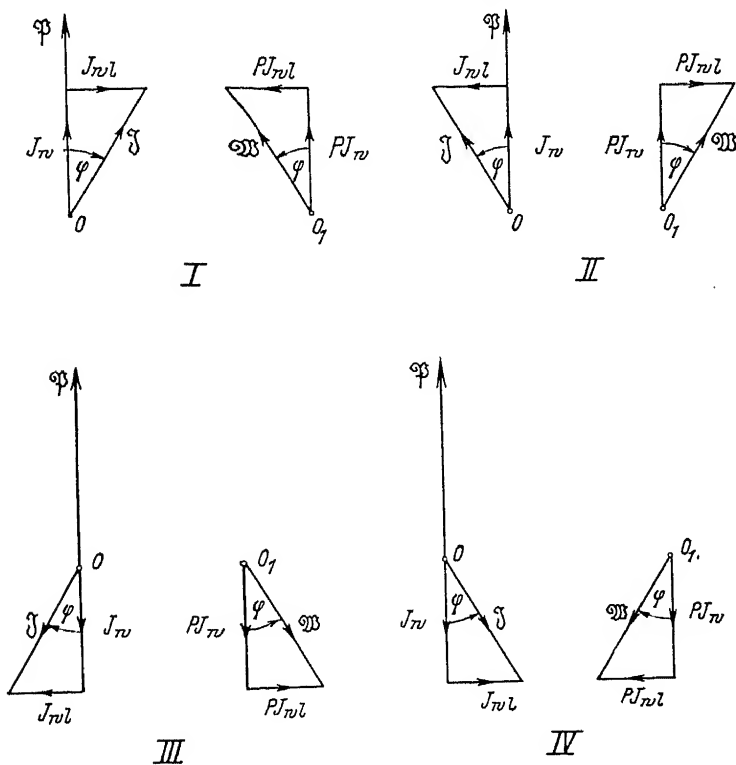


Abb. 2.

werden. Zuvor wollen wir aber einiges über Leistungsdiagramme fixieren. Bekanntlich wird der komplexe Wert der Leistung erhalten durch vektorielle Multiplikation der Spannung mit dem konjugierten Wert des Stromes. Die in Abb. 2 dargestellten Diagramme I bis IV zeigen den Zusammenhang zwischen Strom-Spannungsdiagramm einerseits und dem zugeordneten Leistungsdiagramm andererseits, wobei die ersten beiden sich auf Energieabgabe des Stromkreises beziehen und die letzten beiden sich auf Energieabgabe des Stromkreises beziehen. Wir bezeichnen noch mit  $P_1$  und  $P_2$  die Größe der Sammelschienenspannungen und

setzen fest, daß die Phase der Spannung  $\mathfrak{P}_1$  relativ zu der Spannung  $\mathfrak{P}_2$  durch einen Einheitsvektor  $\mathfrak{C} = 1 \cdot \varepsilon^{+j\theta}$  gekennzeichnet sei.

Mit diesen Vereinbarungen schreibt sich die Leistung der Kuppelleitung zu  $\mathfrak{B}_{2l} = m(\mathfrak{P}_2 \mathfrak{S}_{l2c})$ , worin der Index  $c$  an einem Vektor jeweils andeuten soll, daß der konjugierte Wert in Frage kommt. Nach Einsatz der Hauptgleichungen erhalten wir für die Kuppelleistung:

$$\mathfrak{B}_{2l} = m \frac{P_2^2}{Z_{k21}^2} \cdot \mathfrak{B}_{k21} \left[ 1 - \left( \frac{U_1}{U_2} \right) \left( \frac{P_1}{P_2} \right) \mathfrak{C}_c \right].$$

Um diese Gleichung dem praktischen Gebrauch anzupassen, wollen wir die Kurzschlußimpedanz  $Z_{k21}$  der Übertragung auf prozentuelle Werte beziehen in der Weise, daß wir die Nennleistung der Übertragung  $VA_{2n} = m \cdot P_{2n} \cdot J_{2n}$  und die Nennspannung  $P_{2n}$  und den Nennstrom  $J_{2n}$  einführen. Hiermit schreibt sich die Kurzschlußimpedanz der Kuppelleitung

$$\mathfrak{B}_{k21} = (r_{k21} + j\chi_{k21}) = \frac{P_{2n}}{J_{2n}} (\varepsilon_{kw} + j\varepsilon_{kwI}) = \frac{P_{2n}}{J_{2n}} \cdot \varepsilon_k \cdot \varepsilon^{+j\eta_k},$$

worin mit  $\varepsilon_k$  die prozentuellen Abfälle der Übertragung gekennzeichnet sind. Führen wir diese ein, so ergibt sich die Energiegleichung:

$$\mathfrak{B}_{2l} = m \frac{VA_{2n}}{\left( \frac{P_{2n}}{P_2} \right)} \cdot \frac{(\varepsilon_{kw} + j\varepsilon_{kwI})}{\varepsilon_k^2 \cdot \left( \frac{P_{2n}}{P_2} \right)} \cdot \left[ 1 - \left( \frac{U_1}{U_2} \right) \left( \frac{P_1}{P_2} \right) \mathfrak{C}_c \right].$$

Als Beispiel sei eine Übertragung von einer Nennleistung von  $VA_2 = 12500 \cdot 10^3$  betrachtet, deren prozentuelle Kurzschlußwerte  $\varepsilon_k = (3,89 + j13,37)\%$  betragen. Setzen wir vorläufig voraus, daß Kraftwerk (2) die Nennspannung  $\left( \frac{P_{2n}}{P_2} \right) = 1$  konstant hält, so schreibt sich für diesen Fall die Energiegleichung:

$$\frac{\mathfrak{B}_{2l}}{\left( VA_{2n} \frac{P_2}{P_{2n}} \right)} = (2 + j6,90) \left[ 1 - \left( \frac{U_1}{U_2} \right) \left( \frac{P_1}{P_2} \right) \mathfrak{C}_c \right].$$

Im Diagramm stellen wir daher die Leistungen der Kuppelleitung in Prozenten der Nennleistung dar. In Abb. 3 bedeutet die gerichtete Strecke  $\vec{OO}_1$  den Vektor  $(2 + j6,90)$ , der mit der Ordinatenachse den Winkel  $\psi_k$  bildet  $\left( \tan \psi_k = \frac{\varepsilon_{kwI}}{\varepsilon_{kw}} = \frac{\chi_{k21}}{r_{k21}} \right)$ . Setzen wir voraus, daß die Belastung der Kraftzentrale (2) unter  $\cos \varphi_{2b} = 0,80$  erfolgt, und wir die Energie der Kuppelleitung bei z. B. Nennleistung ebenfalls in dieser Form entziehen wollen, um den Generatoren der Kraftzentrale (2) keine wattlose Zusatzlast zu überbinden, so muß die Kuppelleistung einen Wert  $\mathfrak{B}_{2l}$  besitzen, der in Abb. 3 durch den Vektor  $\vec{OP}_n$  dargestellt ist. Gleichzeitig sehen wir, daß hierzu eine Spannung  $P_1$  eingestellt werden muß, die der Gleichung:

$$\frac{(O_1 P_n)}{(OO_1)} = \left( \frac{U_1}{U_2} \right) \left( \frac{P_1}{P_2} \right)$$

Werden die Spannungsverhältnisse, wie sie dem Punkt  $P_n$  entsprechen, beibehalten und nunmehr die Energielieferung  $W_{2w}$  über die Kuppelleitung variiert, so stellt Kreis ( $k$ ) den geometrischen Ort für die komplexe Leistung  $\mathfrak{B}_2$  dar. Wie ersichtlich, wird mit sinkender Belastung die an die Kraftzentrale (2) gelieferte, induktive, wattlose Leistung zunehmen und erreicht bei Leerlauf  $P_0$  fast die volle Nennleistung der Übertragung. Kehrt der Energiefluß seine Richtung um, so wird schon bei kleiner Wattleistung im Punkte  $P_g$  die Nennleistung der Kuppelleitung erreicht, wobei die wattlose Energielieferung stark kapazitiv ist und für die Kraftzentrale (1) sehr schlechte Verhältnisse ergibt.

309

Welche Wirkung diese wattlosen Leistungen auf die Kraftzentrale (2) haben, ist unter Annahme einer Netzbelastung von  $\cos \varphi_{2b} = 0,80$  durch Schraffen im Leistungsdiagramm  $\mathcal{A}\mathfrak{B}_y$  dargestellt. Mit sinkender Last muß die Kraftzentrale (2) eine mit der Entlastung sich stetig steigende kapazitive Belastung liefern. Wird nun die Zentralenspannung  $P_1$  auf einem kleineren Wert konstant gehalten, so ergeben sich sukzessive die Verhältnisse der Abb. 3b, c, d. Die Kraftzentrale (2) muß in steigendem Maße induktive Zusatzbelastung liefern, um die Form der über die Kuppelleitung gelieferten Energie  $\mathfrak{B}_{2l}$  derart zu ergänzen, daß dieselbe im Belastungsnetz ( $\cos \varphi_{2b} = 0,80$ ) der Zentrale (2) verwendet werden kann. Mit sinkender Spannung werden diese Beträge immer größer, gleichzeitig aber ist ersichtlich, daß bei Umkehr des Energieflusses die Verhältnisse sich für die Kraftzentrale (2) verbessern.

Da der Energievektor  $\mathfrak{B}_{2l}$  bei konstant gehaltenen Spannungen an den Sammelschienen  $A$  und  $B$  auf einem Kreis ( $K$ ) wandert, so ist ersichtlich, daß mit steigendem Energiebezug der Winkel  $\theta$  zunimmt und die über Kuppelleitung beziehbare Wattleistung einem Maximalwert zustrebt, der überhaupt nicht überschritten werden kann. Dieser Grenzpunkt entspricht dem unteren Kulminationspunkt des Kreises ( $k$ ) und wird erreicht bei einem Phasenwinkel  $\theta = \psi_k$ , wobei sich folgende Grenzleistung ergibt:

$$(W_{2lw})_{\max} = m \frac{P_2^2}{Z_{k21}} \cdot \left[ \cos \psi_k - \left( \frac{U_1}{U_2} \right) \left( \frac{P_1}{P_2} \right) \right]$$

oder, mit prozentuellen Werten ausgedrückt: .

$$\frac{(W_{2lw})_{\max}}{\left( VA_{2n} \frac{P_2}{P_{2n}} \right)} = \frac{1}{\left( \varepsilon_k \cdot \frac{P_{2n}}{P_2} \right)} \cdot \left[ \cos \psi_k - \left( \frac{U_1}{U_2} \right) \frac{P_1}{P_2} \right],$$

ausgerechnet für obiges Beispiel = - 517% der Nennleistung, wenn wir  $\left( \frac{U_1}{U_2} \frac{P_1}{P_2} \right) = 1$  setzen. Dieselbe Größe läßt sich auch im Diagramm abgreifen. Gleichzeitig mit dieser Grenzleistung ist verbunden die Lieferung einer großen, kapazitiven, wattlosen Leistung von:

$$(W_{2lwl})_{\max} = -m \frac{P_2^2}{Z_{k21}} \cdot \sin \psi_k,$$

oder

$$\frac{(W_{2lwl})_{\max}}{\left( VA_{2n} \frac{P_2}{P_{2n}} \right)} = - \frac{1}{\left( \varepsilon_k \frac{P_{2n}}{P_2} \right)} \cdot \sin \psi_k,$$

in unserem Falle z. B. = - 690% der Nennleistung.

Wie die Energiediagramme zeigen, wird bei Variation der Sammelschienenspannungen  $P_1$  und  $P_2$  die über die Kuppelleitung gelieferte, wattlose Leistung gewissen Schwankungen unterworfen sein; z. B. in Abb. 3a und b wurde die Spannung  $P_1$  um 5% verkleinert, und dieser Verkleinerung um 5% entspricht bei einer Energieübertragung von 80%

der Nennleistung etwa eine Verminderung der gelieferten, wattlosen Belastung von 40 % der Nennleistung.

Auf Grund dieser Verhältnisse können wir daher von einer gewissen Spannungsempfindlichkeit der Übertragungsleitung sprechen, und es wird der Zusammenschluß zweier Kraftwerke um so delikater sein, je spannungsempfindlicher die Übertragung ist. Da dieser so definierte Wert wichtige Einblicke gestattet, wollen wir diese Spannungsempfindlichkeit überschlagsmäßig ausdrücken. Die Verhältnisse sind am einfachsten in der Nähe des Leerlaufs der Kuppelleitung zu übersehen und, wie die genauen Energiediagramme es zeigen, ist die in diesem Sonderfall berechnete Variation der wattlosen Leistung bei gegebenen Spannungsschwankungen nicht wesentlich verschieden von dem Wert bei höheren Belastungen.

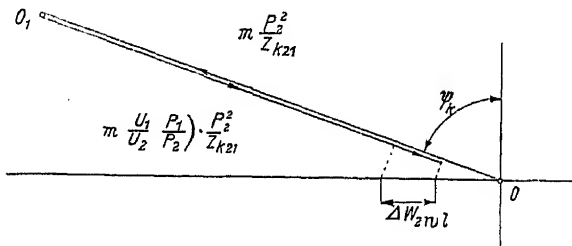


Abb. 4.

Hierbei ist aber vorausgesetzt, daß die Grenzlast der Kuppelleitung ein Vielfaches der Nennleistung beträgt, in obigem Falle z. B. 517 %; treffen diese Verhältnisse nicht zu, so ist die Aufzeichnung des Energiediagrammes nicht zu umgehen. Um den oben gekennzeichneten Weg zu beschreiten, fragen wir uns, um welchen Betrag die Größe der wattlosen Leistung variiert, wenn im Kraftwerk (2) die Spannung konstant gehalten wird und die Spannung der Kraftzentrale (1) um  $\pm \varepsilon_1$  % schwankt. Gemäß Abb. 4 erhalten wir für  $\theta = 0$  eine Variation der wattlosen Leistung von:

$$\Delta W_{2lwl} = \frac{m \left( \frac{U_1}{U_2} \frac{P_1}{P_2} \right)}{\sin \psi_k} \cdot \frac{P_{2n}^2}{Z_{k21}}$$

oder, auf prozentuelle Werte übergehend:

$$\left( \frac{\Delta W_{2lwl}}{VA_{2n}} \right) = \frac{\left( \frac{U_1}{U_2} \right) \Delta \left( \frac{P_1}{P_2} \right)}{\varepsilon_{kwl}}.$$

Für unser Beispiel sei angenommen, daß  $\varepsilon_1 = \pm 3\%$  beträgt, so daß dieser Spannungsvariation von total  $\pm 3\%$  ein  $\frac{(\Delta W_{2lwl})}{VA_{2n}} = 45\%$  entspricht, d. h. 15 % pro  $\pm 1\%$  Spannungsschwankung. Eine entsprechende Variation wird auch dann eintreten, wenn die Spannung der



Kraftzentrale (2) ebenfalls Schwankungen unterworfen ist. Gleichzeitig ist zu erkennen, daß Übertragungen mit kleinem induktivem Abfall, d. h. Kabelanlagen, sehr große Spannungsempfindlichkeit aufweisen werden. Das gleiche gilt von reinen Freileitungen ohne Transformatoren, wie z. B. folgender Fall zeigt, wo es sich um einen Energieaustausch von 12500 kVA über eine Freileitung bei  $\cos \varphi = 0,80$  handelt und wo eine Impedanz von

$$\varepsilon_k = (6,45 + j 8,43) \%,$$

bezogen auf die Nennleistung, vorlag. Die betriebsmäßige Spannungsvariation betrug an einem Ende  $\pm 5\%$ ; die Spannungsempfindlichkeit berechnet sich somit zu

$$\left( \frac{\Delta W_{\text{zuli}}^2}{VA_{2n}} \right) = \frac{0,10}{0,106} = 100 \% \quad \text{oder} \quad 20 \% \text{ pro } \pm 1 \%$$

Spannungsschwankung. Es liegt somit auf der Hand, daß mit solcher Spannungsempfindlichkeit und  $\pm 5\%$  Spannungsvariation die Erfüllung einer  $\cos \varphi$ -Klausel ohne weitere Hilfsmittel gar nicht möglich ist.

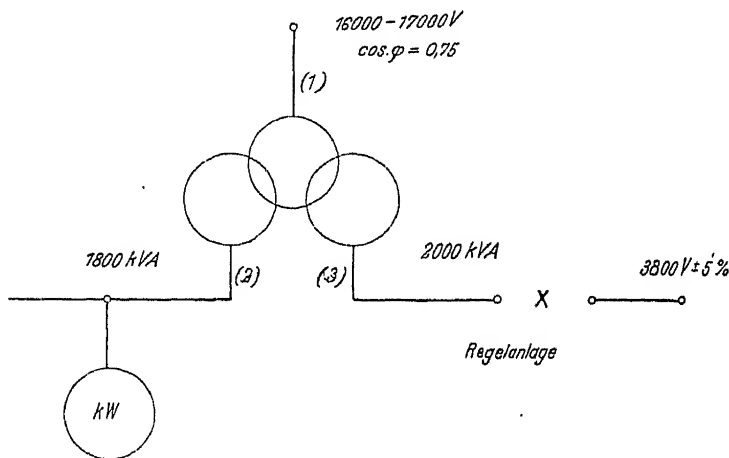


Abb. 5.

Neben dem durch Abb. 1 skizzierten typischen Fall eines Kraftwerk-zusammenschlusses tritt noch oft das Problem in der Form auf, daß der Zusammenschluß lediglich an einen Energielieferungsvertrag gebunden ist. Eine Stadt bezieht Energie aus ihrem Eigenwerk; mit steigendem Bedarf wird der Anschluß an eine in nächster Nähe befindliche Hochspannungsübertragung zur Notwendigkeit. Wird gelegentlich von diesem Anschluß auch die Speise-Spannung des Städtetzes erhöht, so ergeben sich die in Abb. 5 dargestellten Verhältnisse. (1) ist die Energieabgabestelle im Betrage von z. B. 3800 kVA  $\cos \varphi = 0,75$  und einer Spannungsvariation für das Eigennetz von 16000 bis 17000 V. Von obiger Energie kann die Eigenzentrale 1800 kVA liefern, der Restbetrag von 2000 kVA soll aus dem Hochspannungsnetz von 38000 V bezogen

werden. Der Zusammenschluß erfolgt daher über einen Dreiwicklungs-  
transformator, dessen mit (3) bezeichnete Wicklung einerseits durch  
die Belastung und Spannungsvariation des Eigennetzes gewissen Span-  
nungsvariationen unterworfen ist, andererseits an das 38000 V-Netz ge-  
kuppelt werden soll, das seinerseits auch  $\pm 5\%$  Variation garantiert und  
gemäß Vertrag einen  $\cos \varphi$  nicht unter 0,75 zuläßt. Eine Nachrechnung  
ergibt, daß die Spannungsvariation in der Wicklung (3) 35800 V leer  
bis 39800 V belastet beträgt, wenn den Forderungen des Eigennetzes  
entsprochen werden soll; demgegenüber steht die Variation des Hoch-  
spannungsnetzes zwischen 36100 V bis 39900 V. Um diese Spannungs-  
differenzen auszugleichen und den Strom von der Hochspannungs-  
leitung in der Form zu beziehen, wie er im Netz verwendet werden soll,  
ist es nötig, den Zusammenschluß über eine Regelanlage zu bewerk-  
stelligen. Dieselbe muß eine Differenzspannung von  $39800 - 36100 =$   
 $3700$  V belastet und  $39900 - 35800 = 4100$  V leer bewältigen; hierbei  
beträgt der maximale Durchgangsstrom 32.00 A, somit hat die Regel-  
anlage eine interne Leistung von 230 kVA. Durch diese Regelanlage  
wird somit die Möglichkeit gegeben, einerseits den Forderungen des  
Eigennetzes zu entsprechen, andererseits dem Energielieferungsvertrag  
Genüge zu leisten.

Bevor wir uns der Automatisierung des Zusammenschlusses zuwenden,  
wollen wir noch die Stabilität der Energieübertragung streifen. Die  
Stabilität des Parallellaufes beider Kraftwerke ist eine Funktion der  
sog. synchronisierenden Kraft, wobei hierunter jener Energiebetrag ver-  
standen wird, der sich von einer Zentrale auf die andere überträgt, wenn  
eine Winkelabweichung der Sammelschienenspannungen von  $1^\circ$  elek-  
trisch eintritt. Bezeichnen wir diesen Wert mit  $W_s$ , so ergibt sie sich zu:

$$W_s = m \frac{P_2^2}{Z_{k21}} \cdot \left( \frac{U_1 P_1}{U_2 P_2} \right) \sin \psi_k \cdot \cos \theta,$$

worin sich  $\theta$  auf den jeweiligen Belastungszustand bezieht. Ist die  
Lastverteilung z. B. derart, daß beide Zentralen je 50% decken, so wird  
bei einer plötzlichen Mehrlast zuerst Zentrale (2) zurückbleiben, um die  
für den neuen Gleichgewichtszustand nötige Winkelabweichung herzu-  
stellen. Je größer nunmehr diese Winkeländerung ist, umso mehr wird  
Zentrale (2) wegen ihrer Massenträgheit über den neuen Gleichgewichts-  
zustand zurückbleiben; es müssen dabei Pendelungen mit der Eigen-  
frequenz eintreten. Mit diesen Pendelungen sind Ausgleichströme ver-  
bunden, die, wenn die Winkelabweichung bis ins instabile Gebiet ge-  
steigert wird, derartige Lastfluktuationen und Spannungsschwankungen,  
wegen der der Zentrale (2) zugemuteten wattlosen Leistungen, ergeben,  
daß die Linienschalter herausfallen und die Kraftwerke trennen. Die  
synchronisierende Kraft ist nunmehr ein Maß für das gute Zusammen-  
arbeiten der Zentralen im Parallellauf. Leider liegen heute auch noch  
keine näheren experimentellen Angaben über diese Vorgänge vor, wir  
müssen uns daher noch immer auf die einzigen Angaben von Stone  
stützen, der berichtet, daß Versuche in verschiedenen Kraftwerken  
gezeigt haben, daß es als Grenzwert für guten Parallelbetrieb nötig ist,

daß die synchronisierende Kraft mindestens gleich der Leistung der kleineren der parallel arbeitenden Kraftwerke sei. Dieser Wert genügt für Netze mit relativ kleinen Lastschwankungen; arbeiten hingegen Kolbenmaschinen und Turbinenantriebe parallel, und kommen große Lastschwankungen vor, so ist eine synchronisierende Kraft mindestens gleich dem 1,5fachen Wert der kleineren Kraftwerkleistung nötig. Es wäre zu begrüßen, wenn durch europäische Elektrizitätswerke diese Werte mindestens bestätigt werden könnten.

Wie die vorhergehenden Ausführungen gezeigt haben, werden bei einer konkreten Übertragung, je nach dem vorgeschriebenen Charakter und der Größe der zu erwartenden Spannungsschwankungen und der Spannungsempfindlichkeit der Übertragung selbst, gewisse Schwankungen der wattlosen Leistung auftreten. Sind diese Schwankungen derart, daß sie der dem Kraftwerk überbundenen Verpflichtung betreffs Einhaltung einer gewissen Verteilung der wattlosen Leistung nicht mehr entsprechen, so ist es nötig, die Übertragung mit einem Spannungsregulierapparat zu versehen. Als Spannungsregelapparat stehen uns zur Verfügung die Drehtransformatoren oder Stufentransformatoren, welche letztere einerseits das Schalten unter Last gestatten, andererseits eine den Schwankungen der wattlosen Leistung angepaßte Stufenzahl besitzen müssen. Bei dieser Gelegenheit sei erwähnt, daß gewisse Kreise neuerdings von der Verwendung von Drehtransformatoren abraten; hiergegen muß aber entschieden Stellung genommen werden, da der Drehtransformator bis heute noch immer der einzige Apparat ist, der eine kontinuierliche Regelung der Spannung gestattet, ohne daß ein Strom geschaltet werden muß.

Es fragt sich nunmehr, wenn die fahrplanmäßigen Spannungsvariationen an den Enden der Übertragung gegeben sind, in welcher Abhängigkeit der Spannungsregelapparat in der Kuppelleitung zu betätigen sei. Diese Betätigungsweise wird abhängen von den Vorschriften, welche dem Kraftwerk vertraglich überbunden sind und auf die Sicherung einer gewissen Blindleistung resp. auf die Einhaltung eines gegebenen Leistungsfaktors hinzielen. Die Maschinenfabrik Oerlikon hat in den letzten Jahren mehrere solche Zusammenschlüsse meist mit Induktionsregleranlagen ausgeführt und verwendet zur Betätigung dieser Regelapparate eine automatisch wirkende  $\cos \varphi$ -Regulierung, wobei der Grundsatz geleitet hat, daß zur Erreichung eines Ergebnisses die Unvollkommenheit des Menschen soweit wie möglich ausgeschaltet werden soll. Der Leitgedanke der Regelung ist der, daß beide zusammengeschlossenen Netze in dem Bereich der von beiden festgelegten Spannungsschwankungen ihre Eigenspannung beliebig variieren können und trotzdem durch die automatisierte  $\cos \varphi$ -Regelung eine für eine bestimmte Zeit vereinbarte Form des Energiebezuges gewährleistet bleiben soll. Unabhängig von den Spannungsschwankungen in beiden Netzen soll auf einen bestimmten wattlosen Energiefahrplan gezählt werden können. Wird der über die Verbindungsleitung bewerkstelligte Energiebezug mit einem Leistungsfaktor, der dem Belastungsnetz entspricht, vollzogen, so ist damit zu rechnen, daß während des Tages Änderungen im Leistungsfaktor der

Belastung auftreten werden, oder der wattlose Energiefahrplan selbst zeitweise geändert wird, so daß die Regelung in einfachster Weise erlauben muß, ihre Einstellung den Bedarfszeiten anzupassen. Ein großer Teil dieser Anlagen stellt noch die Forderung, daß wahlweise, ohne Unterbrechung des Energieflusses, die Richtung des letzteren geändert werden können soll, d. h. die automatische  $\cos \varphi$ -Regelung muß gestatten,

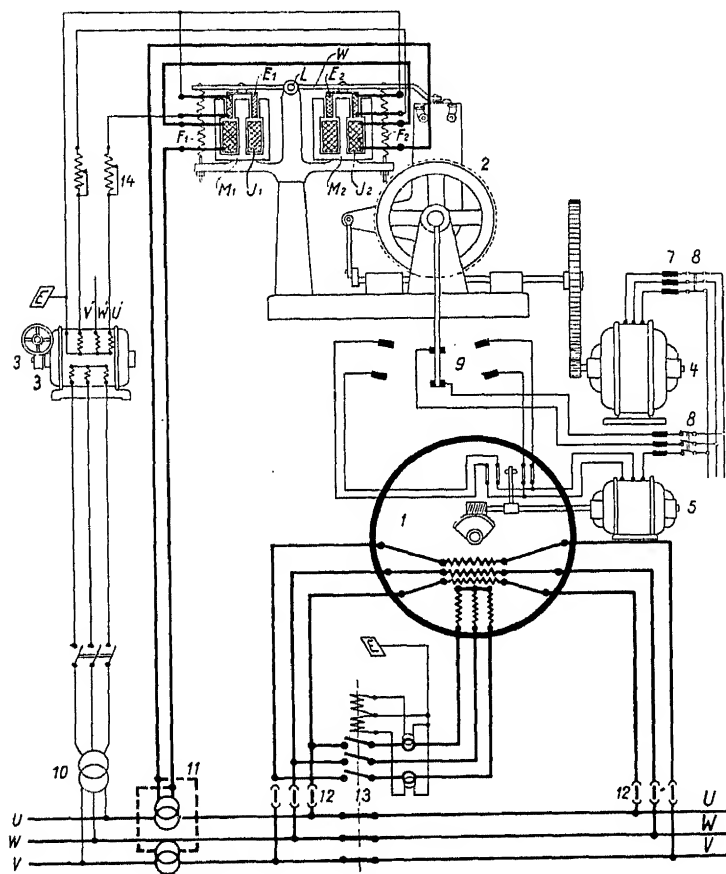


Abb. 6.

sowohl im generatorischen als auch im motorischen Arbeitsgebiet ohne weiteres arbeiten zu können. Mit welchem Leistungsfaktor nunmehr der Energieaustausch vollzogen wird, darüber entscheiden teils wirtschaftliche, teils aus dem Energievertrag resultierende Überlegungen. Es ist hier stets im Auge zu behalten, daß wesentlich andere Gesichtspunkte in den Vordergrund treten werden, wenn beide zusammengeschlossenen Netze ein und derselben Unternehmung angehören und somit einer einheitlichen technischen und wirtschaftlichen Betriebsführung unter-

stehen, oder wenn beide Kraftwerke nach wie vor unabhängige wirtschaftliche Einheiten bleiben, und der Zusammenschluß lediglich durch einen Energielieferungsvertrag geregelt ist, wie z. B. in Abb. 5.

Die oben geschilderte Automatisierung der Verteilung der wattlosen Leistungen nach einem gegebenen Fahrplan, unabhängig von den

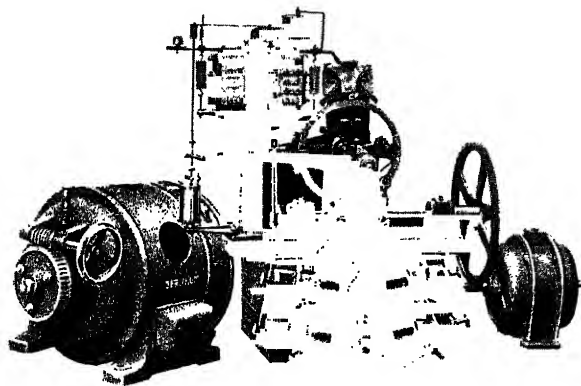


Abb. 7.

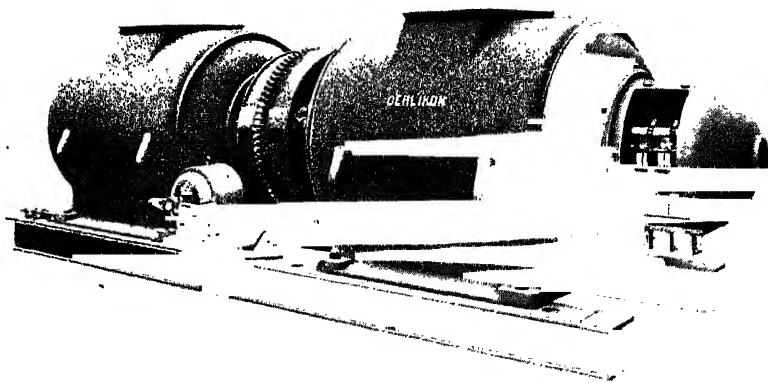


Abb. 8.

Spannungsschwankungen beider zusammengeschlossenen Netze, hat die Maschinenfabrik Oerlikon durch einen im folgenden kurz beschriebenen automatischen  $\cos \varphi$ -Regler bewerkstelligt. Abb. 6 zeigt schematisch diesen Regler, der nach Art des bekannten Thury-Spannungsreglers gebaut ist. Auf den in  $L$  gelagerten Wagebalken  $W$  des Thury-Reglers sind zwei Spannungsspulen  $E_1$  und  $E_2$  befestigt, beide bewegen sich in den Luftschlitzen je eines W-förmigen Magneten  $M_1$  und  $M_2$ , auf denen je

eine Stromspule  $J_1$  und  $J_2$  sitzt. Die zu beiden Seiten wirkenden Federn  $F_1$  und  $F_2$  dienen zur Einstellung der Gleichgewichtslage des Wagebalkens; die übrigen noch vorhandenen Dämpfungs- und Rückführungseinrichtungen sind hier weggelassen. Die beiden Stromspulen  $J_1$  und  $J_2$  werden in Serie von dem gleichen Strom einer Netzphase, z. B.  $U$ , über einen Stromwandler  $11$  gespeist. Die Spannungsspulen  $E_1$  und  $E_2$  hingegen erhalten ihren Strom unter Vorschaltung von einstellbaren

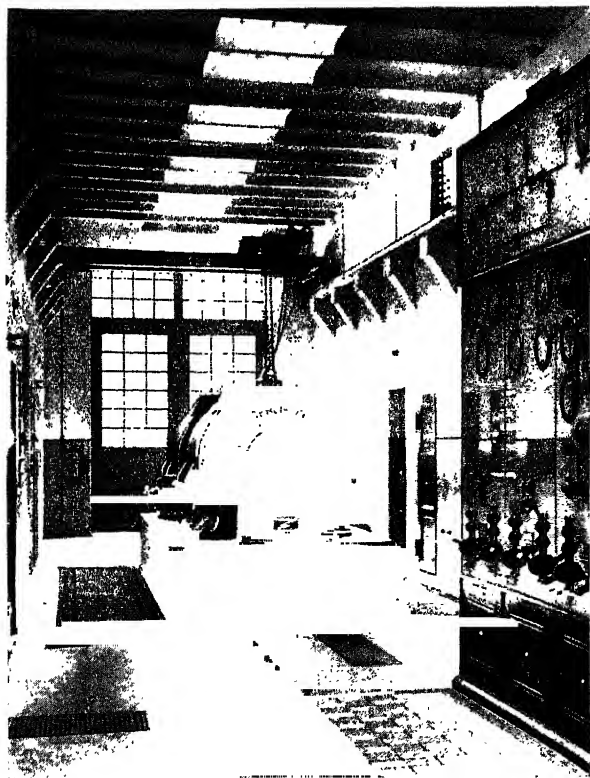


Abb. 9.

Widerständen ( $14$ ) von je einer Phase des Stators eines kleinen Phasenreglers ( $3$ ). Dieser Phasenregler ist nach Art eines gewöhnlichen Drehstrommotors gewickelt, seine Leistung beträgt etwa  $300\text{ VA}$ ; der Rotor desselben ist mittels eines Handrades und Schnecke relativ zum Stator verschiebbar. Der Rotor wird über einen Drehstromspannungswandler  $10$  direkt vom Netz gespeist, an der Stelle, wo der  $\cos \varphi$  der Kuppelleitung konstant gehalten werden soll.

Der Thury-Regler selbst wirkt in bekannter Weise z. B. über einen Kohlenumschalter ( $9$ ) auf einen den Drehtransformator ( $1$ ) verstellenden Servo-Motor ( $5$ ). Der Phasenregler ( $3$ ), mittels dessen Handrad der

gewünschte  $\cos \varphi$  eingestellt wird, erhält direkt eine in  $\cos \varphi$ -Teilung geteilte Skala. Abb. 7 zeigt den Phasenregler und den  $\cos \varphi$ -Regler mit Kohlenumschalter zur Betätigung des Servo-Motors am Drehtransformator.

Die Maschinenfabrik Oerlikon hat in den letzten Jahren eine große Anzahl solcher Regelanlagen in Auftrag erhalten; ein Teil derselben befindet sich in Ausführung, ein weiterer Teil schon seit mehreren Jahren in Betrieb. Im folgenden wollen wir auf einige Anlagen an Hand von Lichtbildern kurz hinweisen.

Eine Regelanlage von 12000 kVA Durchgangsleistung zeigt Abb. 8, es ist hier ein Doppel-Drehtransformator mit natürlicher Luftkühlung ver-

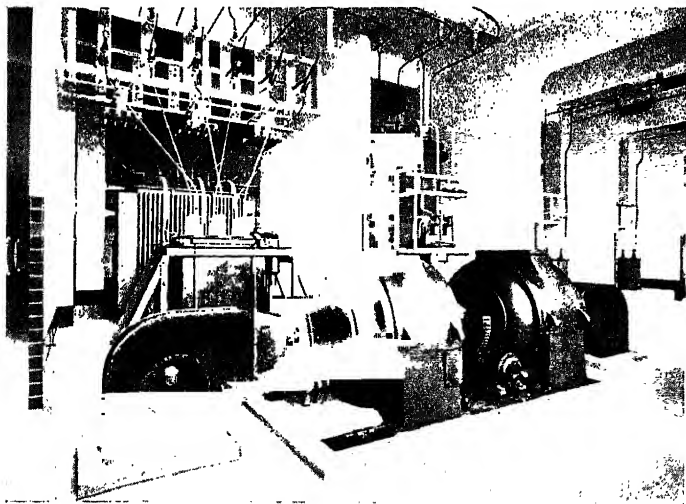


Abb. 10.

wendet worden. Der Antrieb der Rotoren erfolgt über eine der Maschinenfabrik Oerlikon patentierte Rutschkupplung durch einen Servo-Motor. Den ganzen Einbau der Regelanlage zeigt Abb. 9. Eine weitere Anlage mit 5000 kVA Durchgangsleistung zeigt Abb. 10; sie dient zur Kupplung eines ausgedehnten 36 kV-Netzes mit einer 60 kV-Übertragungsleitung. Die Kupplung erfolgt über einen Dreiwicklungstransformator, der gleichzeitig als Erregertransformator für die Regelanlage dient. Letztere liegt über einem Serientransformator im Zug des 36 kV-Netzanschlusses. Die Regelanlage ist hier ebenfalls als Doppel-Drehtransformator ausgeführt mit künstlicher Luftventilation. Eine weitere Anlage dient zur Kupplung zweier Kraftwerke, die über eine Kabelanlage verbunden sind; die Durchgangsleistung beträgt 12500 kVA. Abb. 11 zeigt den Drehtransformator und nebenan den dazugehörigen Erregertransformator. Der Drehtransformator ist in diesem Falle mit natürlicher Ölkühlung versehen und zwecks Reduktion der internen Leistung derart

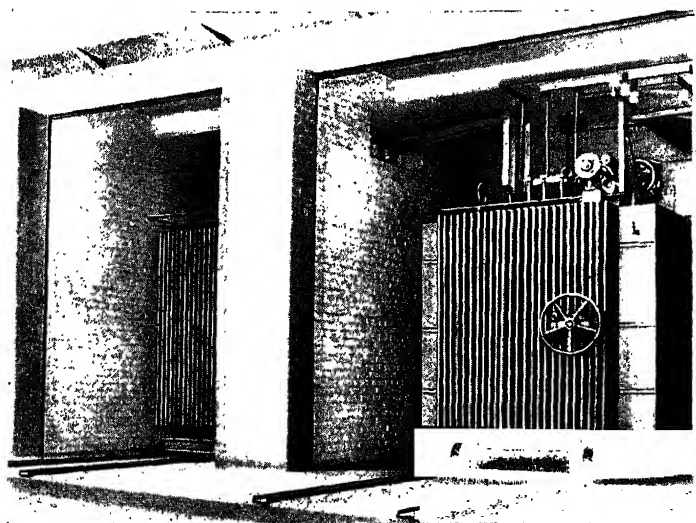


Abb. 11.

ausgebildet, daß sowohl der Stator als auch der Rotor im Zuge der Leitung liegen und für gleiche Spannung gewickelt sind. Die Erregung erfolgt durch den oben erwähnten Erregertransformator doppelter interner Leistung, wahlweise über den Rotor resp. Stator des Drehtrans-

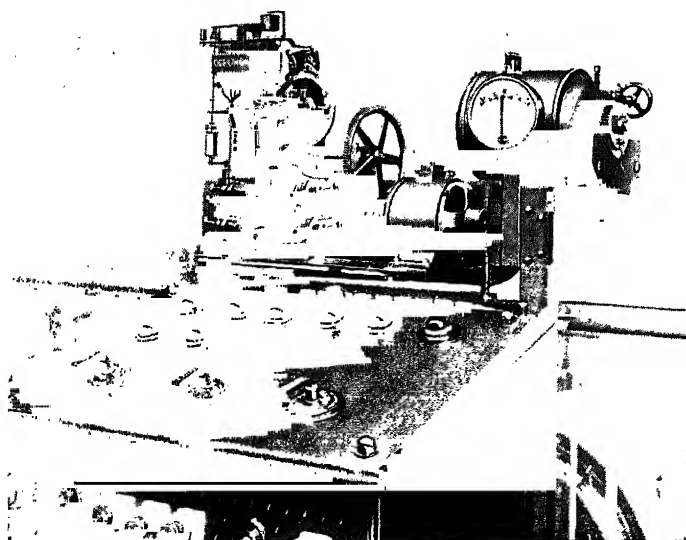


Abb. 12.



formators. Die In- und Außerbetriebnahme gestaltet sich in ebenso günstiger Weise wie bei einem Doppel-Drehtransformator. In derselben Anlage zeigt Abb. 12 den Zusammenbau des automatischen  $\cos \varphi$ -Reglers mit dem Kommandopult des Drehtransformators. Ein Registrierstreifen eines  $\cos \varphi$ -Meters (Abb. 13) zeigt bei beschleunigtem Papieranschub die Genauigkeit der Regulierung. Die Treppenkurve am Anfang des Streifens wurde erhalten durch plötzliche Variierung der Einstellung des  $\cos \varphi$ -Reglers mittels Verdrehung des Phasenreglers (3). Hierauf folgt eine längere Regelung auf  $\cos \varphi = 1.0$ ; die zeitweisen Ausschläge entsprechen Spannungsschwankungen, die der Regler aber

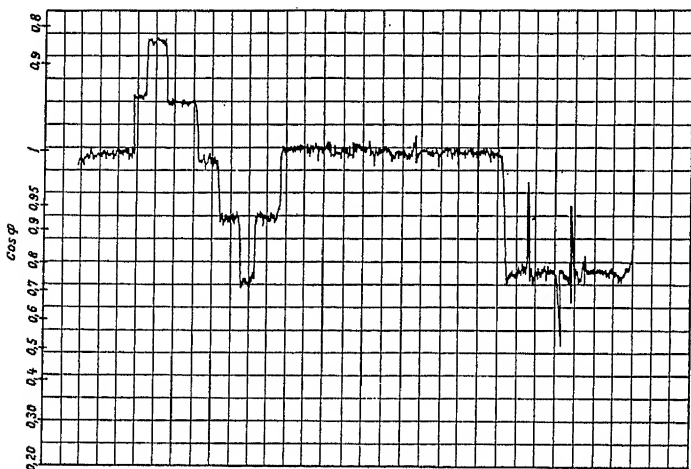


Abb. 13.

sofort ausreguliert. Im weiteren Verlauf wurde auf  $\cos \varphi = 0,80$  eingestellt und künstlich Spannungsvariationen von ca.  $\pm 6\%$  vorgenommen. Im ersten Moment tritt eine starke Änderung der wattlosen Leistung ein, entsprechend dem plötzlichen Ausschlag, der aber sofort nach Eingreifen der Drehtransformatorenverstellung beseitigt wird. Wie Versuche gezeigt haben, genügt für die Regelung völlig eine Reguliergeschwindigkeit, wie sie mit einem Thury-Regler und Servomotorantrieb des Drehtransformators zu erreichen ist.

Es steht natürlich dem nichts im Wege, als Regelapparate auch Stufentransformatoren zu verwenden; doch hat der Drehtransformator für diesen automatischen Betrieb den bisher unstreitigen Vorteil, daß er ohne jegliche Stromunterbrechung eine kontinuierliche Regelung der Spannung gestattet. Es wurden daher in allen bisher ausgeführten automatisch wirkenden Regelanlagen Drehtransformatoren verwendet und zu Stufentransformatoren dann gegriffen, wenn Einstellung von Hand in Frage kam.

## Résumé

L'interconnexion entre centrales s'impose toujours plus, en raison des avantages qu'elle procure au double point de vue de l'exploitation et de l'économie. Elle met en relief, pour le technicien, deux problèmes qui se rapportent, l'un à la répartition de la puissance déwattée: problème du  $\cos \varphi$ , l'autre à la stabilité des liaisons. Il convient toutefois dans l'étude de ces problèmes de ne jamais oublier que chaque entreprise de distribution tient à conserver son indépendance, à demeurer une unité économique et que les prestations qui lient les centrales entre elles doivent être réglées par contrat.

Le problème de la répartition des puissances déwattées en cas d'interconnexion de deux centrales est posé clairement par le diagramme d'énergie. Alors que l'échange d'énergie wattée au travers de la ligne de couplage constitue, tant en ce qui concerne sa valeur et sa direction, une fonction qui dépend uniquement de l'ajustage des régulateurs gouvernant les machines motrices dans les deux centrales, la répartition de l'énergie déwattée dépend exclusivement du rapport des tensions aux barres collectrices de ces centrales. Il est démontré que si pour un transport de puissance donnée, on fixe les valeurs de la tension aux deux extrémités de la ligne d'interconnexion, l'échange d'énergie déwattée s'effectuera dans des conditions étroitement liées à ces données. Comme chaque centrale est forcée d'autre part de régler la tension de son propre réseau suivant des conditions bien déterminées, il peut donc arriver que la ligne d'interconnexion devienne une source de perturbations électriques.

Toute variation de tension aux barres de l'une ou l'autre des centrales en parallèle entraînera, suivant les caractéristiques de la ligne d'interconnexion, une variation plus ou moins prononcée dans l'échange des énergies déwattées. C'est cette sensibilité du transport à la tension qui sera déterminante pour décider s'il y a lieu d'intercaler un dispositif de réglage supplémentaire dans la ligne de jonction; le genre de la jonction peut également être dicté par le contrat de fourniture d'énergie.

La stabilité de l'interconnexion est fonction de la force synchronisante. Cette caractéristique, qui sert de mesure au bon fonctionnement de la marche en parallèle des centrales, doit posséder, selon Stone, une valeur déterminée. Malheureusement cette valeur n'a pas été vérifiée par les centrales européennes.

Lorsque les variations d'énergie déwattée, liées aux variations de tension imposées, viennent à dépasser une certaine limite, il est alors nécessaire de munir le transport d'une installation de réglage de la tension, si l'on veut satisfaire aux clauses convenues entre les centrales en ce qui concerne la répartition de l'énergie déwattée. Les appareils qui entrent en considération pour un tel réglage sont les transformateurs (rotatifs régulateurs d'induction) ou les transformateurs à gradins manœuvrables sous charge.

La question se pose alors de savoir de quelle façon l'on devra agir sur les appareils de réglage de la tension au fur et à mesure que variera la puissance transportée. Les Ateliers de Construction Oerlikon ont installé durant ces dernières années plusieurs jonctions de centrales qui ont été équipées pour la plupart avec des transformateurs rotatifs commandés par un dispositif de réglage automatique du  $\cos \varphi$ . L'idée fondamentale qui a présidé à l'étude de ce dispositif consiste à permettre à chacune des centrales en interconnexion de régler en toute indépendance la tension à ses barres de distribution et à obtenir en même temps que le transport s'effectue, grâce au réglage automatique du  $\cos \varphi$ , en respectant les clauses convenues quant à la répartition de l'énergie déwattée. La détermination du facteur de puissance à adopter pour chaque transport doit être réglée dans chaque cas par les intéressés et dépend soit de facteurs économiques, soit de différentes conditions découlant des contrats de fourniture. Il est bien certain que les conditions changent du tout

au tout selon qu'il s'agit de réaliser une interconnexion entre des centrales appartenant à une seule entreprise et soumises ainsi à une direction commune, ou entre des centrales indépendantes les unes des autres et dont les exploitations ne devront être en aucune façon asservies aux jonctions, si ce n'est dans les strictes limites des contrats conclus à ce sujet.

On donne la description d'une installation de réglage du  $\cos \varphi$ , système Ateliers de Construction Oerlikon, dont la fonction est indépendante des variations de tension et de courant, ainsi que du sens de passage de l'énergie. L'ajustage du transformateur rotatif s'effectue à l'aide d'un servomoteur commandé par le dispositif de réglage. Les Ateliers de Construction Oerlikon ont réalisé un grand nombre d'installations de ce genre, les unes en service depuis plusieurs années, les autres plus récemment, en voie d'exécution. On trouvera les caractéristiques de quelques unes de ces installations ainsi que des renseignements sur la précision du réglage.

L'utilisation du transformateur à gradins pour ce genre de réglage ne se heurte en principe à aucun obstacle; cependant le transformateur rotatif présente l'avantage d'un réglage continu de la tension sans coupures de courant, avantage irréalisable avec le transformateur à gradins. C'est pour cette raison que l'on a employé exclusivement le transformateur rotatif dans toutes les installations de réglage équipées jusqu'ici, en ne prenant en considération le transformateur à gradins que là seulement où l'ajustage de la tension à la main, à des intervalles plus ou moins éloignés, suffit aux exigences de l'exploitation.

## Generalbericht

# Energieübertragung und Energiefluß in einfach und mehrfach gekoppelten Netzen

*Prof. Dr.-Ing. W. Petersen*

Dieser Generalbericht umfaßt die folgenden Arbeiten:

*Bericht Nr. 268: The Control of Generating Station Loads and Regulation of Frequency and Voltage on an Interconnected System (U.S.A.)*

J. M. Oliver

Der Bericht stellt die Beschreibung der organisatorischen und technischen Maßnahmen zur Erzielung der Zusammenarbeit mehrerer unabhängiger, jedoch in einer Dachgesellschaft zusammengefaßter Stromversorgungsunternehmen dar. Das betroffene Gebiet umfaßt Teile von Süd-Karolina, Alabama, Georgia, Mississippi, Florida und ist ungefähr 910 km lang und 525 km breit. Das Hochspannungsnetz besteht im wesentlichen aus 110-kV-Leitungen. Die installierte Generatorleistung beträgt etwa 1,3 Millionen kVA, die 1929 erzeugte Arbeit 3 Milliarden kWh bei einer Spitze von 757 000 kW.

Es wird angestrebt, in jedem Bezirk die genügende Kraftwerksleistung bereitzustellen. Bisher hatte im wesentlichen eine Gesellschaft Überschuß an die anderen abgegeben. Der Bericht schildert die organisatorische Gliederung der mit der Regelung des Betriebes betrauten Dienststellen. Bemerkenswert ist das Vorhandensein zweier Zentrallastverteiler und je eines lokalen Lastverteilers. Jeder lokale Lastverteiler gehört zu einem Gebiet mit etwa 160 bis 240 km.

Die Beziehungen zwischen den einzelnen Gesellschaften werden nicht im einzelnen von der Dachgesellschaft geregelt. Es bestehen vielmehr Stromlieferungsverträge, die jedoch nicht starr eingehalten, sondern je nach den Verhältnissen den veränderten Bedürfnissen angepaßt werden. Zum Zweck der Verständigung unter den Lastverteilern dienen die verschiedensten Arten der Telephone. Eine besonders wichtige Rolle spielt darunter die Hochfrequenztelephonie.

Die Verteilung der Belastung auf die Kraftwerke erfolgt nach wirtschaftlichen Erwägungen, wobei Lieferungspläne vorausberechnet und kurzfristig dem wechselnden Regenfall (Laufwasser-Kraftwerke) angepaßt werden. Unvorhergesehene Abweichungen zwischen Wirklichkeit und Annahme werden von Speicherwerken aufgenommen.

Die Spannungsregelung erfolgt in erster Linie durch Blindstromerzeugung. Es sind Phasenschieber von einer Gesamtleistung von 140 000 kVA aufgestellt. Die übrige benötigte Blindleistung wird von

den Wasserkraftgeneratoren geliefert. Auch alle laufenden Generatoren werden als Phasenschieber benutzt, wobei besondere Maßnahmen für die Verringerung der Verteilungsverluste getroffen sind. Auch abkuppelbare Generatoren sind in Verwendung. Die Spannungshaltung erfolgt nach festgelegter Vorschrift durch die lokalen Stationen, jedoch unter Aufsicht (Fernmeßgeräte) des Lastverteilers. Der Schnellerregung und der Schnellfehlerabschaltung wird zur Erzielung guter Stabilitätsbedingungen große Bedeutung beigemessen. Viele Störungen werden darauf zurückgeführt, daß bei den Abnehmern übertrieben rasch ansprechende Nullspannungsrelais Verwendung fanden.

Die Frequenzregelung erfolgt mit Rücksicht auf Synchronuhrenbetrieb. Das frequenzhaltende Netz wechselt unter Umständen mehrere Male während des Tages. Genügende Genauigkeit der Frequenzregelung wird durch zusätzliche Feinfrequenzregler (Genauigkeit 0,2 Hz) erzielt. Vergleich der Synchronzeit mit der wahren Zeit durch eine Kontrolluhr. Abweichungen werden von Hand, d. h. durch veränderte Einstellung des Frequenzreglers, aus geregelt.

Besondere Aufmerksamkeit wird der Betrachtung der Kurzschlußleistung zugewendet. Es wird angestrebt, die Kurzschlußleistung auf 1,5 Millionen kW durch Öffnung von Verbindungsleitungen zwischen Kraftwerken und durch Verwendung von Hochspannungs- und Niederspannungsreaktanzen zu begrenzen.

*Bericht Nr. 97: The British Grid System and its Relation to Certain Technical and Economic Problems (Great Britain)*  
Sir Archibald Page and C. W. Marshall.

Die besonderen Verhältnisse in England haben es gestattet, die Energiewirtschaft von einheitlichem Standpunkt aus zu entwickeln. Das Netzsystem, welches die wirtschaftliche Verteilung der Energie sichert, ist als Gridsystem bekannt geworden. Als Höchstspannung wurde 132 und als Mittelspannung 62 bzw. 32 kV gewählt. Die Gesichtspunkte der Planung waren folgende:

1. Da die wichtigsten Hochspannungsverbindungen ca. 50 mVA übertragen müssen und da auch Kabel und gekapselte Schaltanlagen noch zur Anwendung gelangen sollten, wurden 132 kV gewählt.
2. Die Kraftwerke, die das Gridsystem beliefern, werden nach bekannten Gesichtspunkten in Grund- und Spitzenwerke aufgeteilt. Die Spannungsregulierung erfolgt durchweg durch Umschaltung der Leistungstransformatoren unter Last.
3. Es wird mit starrer Nullpunktserdung gearbeitet. Als Gründe für diese Praxis sind erwähnt die Vermeidung von Doppelerdschlüssen, Vereinfachung des Leitungsschutzes und Verbilligung der Transformatoren. Die zu erwartenden Beeinflussungen von Fernsprechleitungen durch Erdkurzschlußströme wurden von der Postverwaltung zugelassen.
4. Es wird die Prüfspannung der Transformatoren angegeben. Auf gute Erdungsleitungen, Reinigung der Isolatoren wird Wert gelegt. Besondere Überspannungsableiter kommen nicht in Frage.

5. Als beliebtester Relaisschutz wird der Merz-Price-Schutz bezeichnet. Jedoch mußte man mit Rücksicht auf die großen Entfernungen zum Distanzschutz übergehen. Eine Gesamtabschaltzeit von 2 s wird noch als zulässig erachtet.

*Bericht Nr. 36:* Die technische und wirtschaftliche Beherrschung des Energieflusses in einfach und mehrfach gekoppelten Netzen (Deutschland)

Dr.-Ing. A. Menge und Mitarbeiter

Der Bericht behandelt in seinem ersten Teil nach einer kurzen Schilderung der Gesichtspunkte für den Aufbau der deutschen Großversorgungsnetze ausführlich die Hilfsmittel zur Bekämpfung der Störungen. Die Schutzeinrichtungen für Generatoren, Transformatoren und Umformer, der Schutz der Übertragungsanlage und der Überspannungsschutz werden behandelt. Besonders ausführlich sind entsprechend der Bedeutung, welche diese Einrichtungen für die deutsche Praxis gewonnen haben, die miteinander zusammenhängenden Fragen der Erdschlußkompensation einerseits, des auf distanzabhängiger Zeitstaffelung basierenden Kurzschlußselektivschutzes andererseits behandelt.

Im zweiten Abschnitt sind die zur Zeit bereits durchgeführten, zum Teil erst in Erwägung gezogenen Maßnahmen zur wirtschaftlichen Regelung des Energieflusses besprochen. Es sind Maßnahmen sowohl organisatorischen als auch technischen Charakters. Insbesondere sind die diesbezüglichen Aufgaben für die Fernmeß- und Fernmeldetechnik auseinandergesetzt. Bei der Besprechung der Verhältnisse in gekoppelten verwaltungsfremden Netzen sind außer den organisatorischen und technischen Hilfsmitteln auch diejenigen Gesichtspunkte ausführlich gewürdigt, welche beim Abschluß der Stromaustauschverträge beachtet werden müssen. Ein Vorschlag für das Abrechnungsverfahren zwischen einer größeren Anzahl von Netzen, die mehrfach gekoppelt sind, wird erörtert.

*Bericht Nr. 265:* The Economics of Power Transmission as Influenced by Recent Stability Studies and Increase in Speed of Circuit Interruption (U.S.A.)

Ch. Le G. Fortescue

Der Bericht geht aus von einer Reihe von einzelnen allgemeingültigen Regeln für die Bestimmung der Übertragungsfähigkeit langer Großkraftübertragungsleitungen, deren Niederschlag in einer Reihe von Kurven enthalten ist. Er zieht aus diesen Regeln die Folgerungen für die wirtschaftliche Projektierung solcher Übertragungsleitungen, insbesondere über die Höhe der Betriebsspannungen, die Zahl der parallel zu betreibenden Leitungen. Er erörtert ferner den Einfluß der Verwendung von Stoßerregungseinrichtungen und der Schnellunterbrechung im Kurzschlußfalle auf die Übertragungsfähigkeit unter der Voraussetzung geordneter Nullpunkte. Er schildert ferner die Vorteile der Blindstromkompensation („das Baumsystem“), bei welchem die ganze Übertragungs-

leitung in mehrere Abschnitte unterteilt ist und an jeder Abschnittsgrenze die Spannung mit Hilfe von synchronen Phasenschiebern konstant gehalten wird. Wirtschaftliche Betrachtungen von Kostenaufstellungen für verschiedene Längen der Unterabschnitte des Baumsystems.

*Bericht Nr. 39: Elektrische Probleme der Energieübertragung auf große Entfernung (Deutschland)*  
Prof. Dr.-Ing. R. Rüdenberg und Mitarbeiter

Das Referat enthält eine Anzahl von Einzelarbeiten, deren innerer Zusammenhang in dem einleitenden Aufsatz des Referenten auseinander-gesetzt ist. Der Beitrag „Elektrostatische Felder um die Fernleitung“ (B. Marx) behandelt den Zusammenhang zwischen Koronaerscheinungen und Dimensionierungen der Hochspannungsleitung und gibt eine Beschreibung der üblichen Isolatoren nebst der für sie verwendeten Prüfmethode und die Hilfsmittel zur Feststellung von Überspannungen.

Der Beitrag „Blindleistung der Fernleitung und ihre Kompensierung“ (R. Rüdenberg) geht von einer im allgemeinen gültigen Form entwickelter Untersuchungen über die Übertragungsgrenzen aus. Hierbei wird von dem Begriff „der natürlichen Leistung“ Gebrauch gemacht, welche durch diejenige über eine widerstandsarme Leitung übertragene Leistung definiert ist, bei der der Spannungsabfall infolge der Leistungsübertragung durch die spannungserhöhende Wirkung der Kapazitätsströme (Ferranti-Effekt) aufgehoben wird. In der anschließenden Untersuchung über die Kompensation der Blindleistung wird diejenige Blindleistung ermittelt, welche stetig oder doch an nah beisammen gelegenen diskreten Punkten in Serien- oder Parallelschaltung zugeführt, Spannungsgleichheit am Leitungsanfang oder -ende bei der Übertragung anderer Leistung als der natürlichen herbeiführt. Die Serien- und Parallelkompensation wird dabei paritätisch behandelt. Als Blindleistungserzeuger werden Drosselspulen, Kondensatoren, Synchron- oder Asynchronmaschinen erwähnt. Ein Abschnitt über „Spannungsregler“ befaßt sich mit dem zur Erzielung des gewünschten Gleichgewichts der Blindleistung erforderlichen Regelorganen.

Der Beitrag „Verhalten der Generatoren und Kraftmaschinen“ (E. Frensdorff) ist eine allgemeine Untersuchung über die Stabilität der Maschinen im Normalbetrieb und bei Störungen sowie eine zusammenfassende Kritik der Maßnahmen der Stabilitätserhöhenden Maßnahmen.

Der Beitrag „Erdschlußkompensation langer Fernleitungen“ (H. Piloty) behandelt zunächst den Zusammenhang der Nullpunktbehandlung mit anderen Fragen der Energieübertragung, insbesondere der Stabilität des Betriebes, der Wahl der elektrischen Sicherheitsgrade und der Ausbildung der Selektivschutzsysteme. Besondere für die Kompensation langer Leitungen charakteristische Einrichtungen werden besprochen, vor allem die unter Last regelbare Spule und die Einrichtung zur Entkoppelung benachbarter Leitungen. Es wird erörtert, in welchen gegenseitigen Entfernungen Erdschlußspulen aufgestellt werden soll-

ten. Schließlich werden die zur Überwachung des Kompensationszustandes dienenden Einrichtungen besprochen. Hierbei wird zwischen direkt und indirekt arbeitenden Verfahren unterschieden. Bei den ersteren wird der resultierende Leitwert gegen Erde gemessen, bei dem letzteren aus einer Nachbildung, die von einer Fernmeldeeinrichtung gesteuert wird, entnommen.

Der Beitrag „Kabel oder Freileitungsübertragung für Fernübertragung“ (*M. Dahl*) enthält einen wirtschaftlichen Vergleich von Kabeln und Freileitungen unter besonderer Berücksichtigung der technischen Vorteile der Kabelübertragung. Als maßgebend für die wirtschaftliche Beurteilung werden die Jahreskosten angesehen.

*Bericht Nr. 188:* Der zweipolige Kurzschluß einer doppelt gespeisten Drehstromleitung im Lichte der Rechnung mit symmetrischen Komponenten (Österreich)  
Dr.-Ing. G. Oberdorfer

Die mathematische Behandlung des zweipoligen Kurzschlusses einer doppelt gespeisten Leitung bietet wie alle Unsymmetrieprobleme erhebliche Schwierigkeiten. Durch Anwendung der Methode der symmetrischen Komponenten, d. h. durch Auflösung des vorliegenden unsymmetrischen Drehstromsystems in mehrere symmetrische, gelangt der Verfasser zu anschaulichen Ersatzschaltbildern, nach denen sämtliche interessierenden Strom- und Spannungsgrößen leicht bestimmt werden können.

Die beschriebene Methode eignet sich auch zur Behandlung schwierigerer Probleme, wie z. B. des Doppelerdschlusses.

*Bericht Nr. 267:* Economic Aspects of the Alternating-Current Low-Voltage Automatic Network System (U.S.A.)  
H. Richter

Das jetzt in 50 Städten von Nord- und Südamerika eingebaute automatic network system besteht aus einem an allen Straßenecken vermaschten Niederspannungsnetz, das an geeigneten Punkten von Transformatoren gespeist wird. Letzteren wird Hochspannung (bis zu 27 kV) von einer Station durch mehrere Radialkabel derart zugeführt, daß jedes dieser Hochspannungskabel eine Anzahl Transformatoren speist. Die von einem Kabel gespeisten Transformatoren sind so verteilt, daß bei Ausfall eines Kabels der Betrieb mit den übrigen Transformatoren aufrechterhalten werden kann.

Störungen im Niederspannungsnetz werden bei Spannungen bis 250 V selbsttätig durch Ausbrennen behoben. Bei Störungen in einem Hochspannungskabel und selbsttätiger Abschaltung desselben in der Station wird durch ein network-protector (Rückwattrelais) das betreffende Hochspannungskabel nebst zugehörigen Transformatoren automatisch vom Netz getrennt. Nach Wiedereinschaltung des Kabels in der Station stellt der network-protector die Verbindung mit dem Netz selbsttätig wieder her. Hochspannungssicherungen oder dergleichen sind nicht vorhanden.



Gegenüber dem älteren System, bei dem jeder Transformator ein getrenntes Niederspannungsnetz speiste, besteht der Vorteil in geringeren Anlagekosten, erhöhter Betriebssicherheit und geringeren Spannungsschwankungen, obwohl Licht und Kraft von den gleichen Leitungen abgenommen werden. Diese Gründe sowie die bisher durchweg günstigen Betriebserfahrungen haben vielfach zur Einführung des Systems an Stelle der Gleichstromverteilung, die wesentlich höhere Anlagekosten erfordert, geführt. Weitere Vorteile gegenüber Gleichstromverteilung sind: leichtere Anpassung an Zunahme der Belastung, Vermeidung von Kabelanhäufungen.

Es wird die Wirkungsweise des network-protectors und sein Einbau in ober- oder unterirdische Stationen beschrieben und durch Bilder erläutert.

*Bericht Nr. 294: Die Wirtschaftlichkeit von Fernleitungen (Ungarn)*  
Dr.-Ing. O. Szilas

Zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit von Übertragungsleitungen ist die Kenntnis der Verluste notwendig. Ausgehend von einer symbolischen Belastungskurve nach *Rossanders* Formulierung sind sowohl die Leitungsverluste als auch Eisen- und Kupferverluste im Transformator zu erfassen. Auch die Berücksichtigung von Laststeigerungen und deren wirtschaftlichen Auswirkungen für längere Belastungsperioden oder die ganze Lebensdauer der Übertragungsleitung ist ermöglicht. Es werden die wichtigsten Formeln abgeleitet, Beispiele angeführt und die Ergebnisse mit den bisher üblichen Methoden der Wirtschaftlichkeitsrechnung verglichen.

*Bericht Nr. 38: Mechanische Probleme der Freileitungstechnik (Deutschland)*  
Prof. A. Rachel und Mitarbeiter

Maste: Die bisher bevorzugte Anordnung der Leitungen übereinander wird besonders in Gegenden mit Rauheisgefahr verlassen. Anordnungen der Leitungen in einer Ebene oder in zwei Ebenen, um ein Zusammen schlagen der Leitungen zu vermeiden, werden bevorzugt. Um die Verdrehungsbeanspruchungen der Tragmaste bei Seilbrüchen zu vermeiden, die sonst eine Verstärkung der Maste erforderlich machen würden, werden die Traversen schwenkbar angeordnet, oder die Tragklemmen werden als Rutschklemmen ausgebildet.

Leiterseile: Die bisher allgemein für Freileitungen verwendeten Vollseile sind nicht drehungsfrei. Dies bedingt bei mehrlagigen Seilen eine erhöhte Beanspruchung einzelner Seillagen, die vereinzelt zu Beschädigungen der Seile geführt haben. Der drallfreie Aufbau der Vollseile wird empfohlen. Das Auftreten von Schwingungen an den Freileitungsseilen wird behandelt und Neukonstruktionen von Armaturen, die die vielfach beobachteten Aderbrüche vermeiden sollen, beschrieben.

Isolationstechnik: Bedeutende Verbesserungen an den Porzellanisolatoren ist durch Verwendung von Spezialmassen, Vervollkommenung der Arbeitsmethoden und der Konstruktion der Isolatoren erzielt wor-

den. Von der Verwendung von Zement für den Zusammenbau oder für die Armierung der Isolatoren ist man vielfach abgekommen. Stützisolatoren werden im großen Umfange einscherbig hergestellt. Die Befestigung der Stützen erfolgt in zunehmendem Umfange mittels Blei.

Bestimmungen zum Schutze der Öffentlichkeit: Die neuesten Freileitungsvorschriften sehen mit Rücksicht auf den stark zunehmenden Verkehr auf den Hauptstraßen, besonders bei Nacht, weitergehende Schutzmaßnahmen als bisher vor.

*Bericht Nr. 37: Kraftübertragung durch Kabel (Deutschland)*

Dr. W. Vogel und Mitarbeiter

Gute Auswahl, geeignete Vorbehandlung der Grundstoffe und verbesserte Fabrikation erhöhten die zulässige dielektrische Beanspruchung der Kabelisolation. Einblick in die Bewegungen des Tränggutes bei Temperaturschwankungen ermöglichte durch richtige Wahl der physikalischen Konstanten weitgehende Beherrschung des Ionisationsproblems und Erhöhung der „Stabilität“ der Kabel. Das Dreimantel- und Höchststädter-Kabel gaben eine schnelle Entwicklung im Sinne stetig steigender Betriebsspannungen. Für Höchstspannungen von 100 und 132 kV wurden Einleiterkabel mit dünnflüssiger Trängkung gebaut. Doch scheint es heute möglich, bei 100 kV noch mit zähflüssigem Tränggut genügende Ionisationsfreiheit zu erzielen und sogar die verseilte Anordnung beizubehalten.

Bei Verlegung und Ausrüstung der Kabel macht sich das Bestreben bemerkbar, die Eisenarmatur durch besonders geschützte Verlegung zu ersetzen. Mechanisierung der Kabelverlegung und Muffenmontage sollen die Wirtschaftlichkeit und Sicherheit der Kabelnetze erhöhen.

Kompensationsdrosseln werden zur Beherrschung des Ladestromes in großen Kabelnetzen herangezogen. Die Zusatzverluste von Einleiterkabeln werden durch Unterteilung und Kreuzschaltung der Bleimäntel und durch Armaturen ohne magnetischen Rückschluß herabgedrückt. Kabelnetze für 60 und 100 kV arbeiten zur Zufriedenheit. In dicht besiedelten Gegenden, bei Seekreuzungen und unter ungünstigen atmosphärischen Verhältnissen ermöglicht das Kabel allein eine wirtschaftliche Kraftübertragung.

Die Übertragung mit hochgespanntem Gleichstrom ist zwar sehr vorteilhaft, doch stößt die Herstellung der rotierenden Maschinen bislang auf große technische Schwierigkeiten. Ein Übergang auf  $16\frac{2}{3}$  Perioden für Fernübertragung bedeutet keinen Fortschritt.

*Bericht Nr. 191: Die Beseitigung von Rauhreif- und Eisbildungen auf Hochspannungsfreileitungen (Österreich)*

Ing. J. Schlögl

Der Verfasser beschreibt Seilrisse und Mastumbrüche auf der Hochspannungsleitung Partenstein—Gresten infolge übermäßiger Eislast. Zur Vermeidung solcher Störungen empfiehlt er die Erwärmung der Leitungen, die zu diesem Zweck abgeschaltet einseitig kurzgeschlossen werden und durch einen am anderen Ende befindlichen Generator

Strom in der zum Schmelzen des Eises erforderlichen Stärke zugeführt erhalten.

*Bericht Nr. 300:* Hochspannungs-Kraftübertragungsleitungen in der U.d.S.S.R. (Rußland)

Prof. N. I. Suschkin

- Der Aufsatz beschreibt einige Einzelheiten der in Rußland in den letzten Jahren ausgeführten 110-kV-Freileitungen. Außer Eisenmasten nach deutschen und amerikanischen Vorbildern werden zwecks Niedrighaltung der Anlagekosten Holzmastkonstruktionen in H-Form verwendet. Um große Spannweiten bis 225 m anwenden zu können, sind die Einzelmaste aus 2 Teilen, dem in die Erde eingegrabenen Fuß und einem oberen Teil über der Erde, zusammengesetzt; letzterer kann dem einseitigen Zug bei Drahtbruch folgen. Zur weiteren Entlastung der Maste bei Drahtbruch dienen Rutschklemmen, die nach angestellten Versuchen auch bei Vereisung funktionieren, sobald die einseitige Beanspruchung etwa 200 kg übersteigt. Es liegen 5jährige günstige Erfahrungen mit dieser Anordnung vor.

*Bericht Nr. 320:* Neue Konstruktionen von Kraftübertragungsleitungen (Rußland)

Prof. N. I. Suschkin und Prof. A. A. Glazunoff

Die Verfasser berichten eingehend über Versuche mit den im vorigen Bericht erwähnten Holzmasten, insbesondere den Portalmasten mit Bandagenverbindungen zwischen Mastfuß und Hauptsäule. Die verschiedenen Arten der Seilbefestigung mit gewöhnlichen Seilklemmen, Rollklemmen und Schleifklemmen werden im Hinblick auf die Herabsetzung des einseitigen Seilzuges bei Leitungsbruch an Hand von Rechnung und Versuchsergebnissen verglichen. Die Verwendung von Schleifklemmen in Verbindung mit den beschriebenen Holzmasten führt zu hoher Sicherheit bei geringen Baukosten.

*Bericht Nr. 377:* Glasisolatoren (Tschechoslowakei)

Prof. F. Niethammer

Der Verfasser wirft die Frage auf, welche Betriebserfahrungen mit den verschiedentlich eingeführten Glasisolatoren in Niederspannungs- und Hochspannungsanlagen vorliegen. Vergleichende Untersuchungen zwischen Glas- und Porzellanisolatoren für 400 V, die der Verfasser im Laboratorium vornahm, ergaben für Glas günstige elektrische Eigenschaften, dagegen geringere Widerstandsfähigkeit gegenüber mechanischen und thermischen Beanspruchungen. Die bei Glasisolatoren zu beachtenden Gesichtspunkte werden diskutiert.

*Bericht Nr. 314:* The Testing of Porcelain Insulators. Porosity of Insulating Porcelains (Russia)

Prof. P. A. Florensky and N. A. Tzerevitinov

Die Verfasser weisen auf die Bedeutung der Porösität für die mechanischen und elektrischen Eigenschaften des Isolatorporzellans hin. Weniger die Zahl als die Größe und Form der Poren ist für die Beein-

trächtigkeit des elektrischen Verhaltens maßgebend und demnach bei der Beurteilung zu beachten. Durch zahlreiche vergleichende Versuche wird festgestellt, daß die verschiedenen, meist zur Prüfung der Porösität in Anwendung kommenden Verfahren keine gleichen Ergebnisse liefern. Guten Aufschluß geben mikrophotographische Untersuchungen der Bruchstellen im Porzellan. Mikrophotographien dieser Art haben in Verbindung mit anderen Methoden die Möglichkeit gegeben, die hauptsächlichsten Formen der mikroskopischen Zusammensetzung des Isolatorporzellans festzustellen.

## Entwicklungslinien

### *Auf dem technisch-wirtschaftlichen Grenzgebiet*

(Hierzu Berichte Nr. 268, 97, 36)

Der Zusammenschluß großer Stromversorgungsgebiete ist teilweise schon durchgeführt worden, zum Teil in der Entwicklung begriffen. Im Zusammenhang mit dieser Tendenz treten eine Reihe besonderer Fragen teils juristischer, teils wirtschaftlicher, teils technischer Natur auf, mit denen sich mehrere Berichte eingehend befassen. In einem etwa 400 000 km<sup>2</sup> und mehrere Staaten umfassendem Gebiet im Südosten der Vereinigten Staaten ist ein solcher Betrieb durchgeführt worden. In England ist der Gemeinschaftsbetrieb unter staatlicher Führung in der Durchführung begriffen. In Deutschland ist die Zusammenschlußbewegung auf vorwiegend privatwirtschaftlicher Grundlage im Flusse. Besondere Aufmerksamkeit wird den juristischen Voraussetzungen zugewendet. In dem amerikanischen Fall wurde eine Dachgesellschaft gegründet, wobei aber doch trotzdem die einzelnen Stromversorgungsunternehmen ihre Selbständigkeit bewahrten und untereinander Stromaustauschverträge abschlossen. Die planmäßige Lastverteilung erfolgt unter der Aufsicht zweier Hauptlastverteiler, die mit den Lastverteilern der einzelnen Netze zusammen arbeiten. Auf ähnlicher Grundlage bewegen sich in der deutschen Arbeit die vertretenen Ansichten. Jedoch ist hier der Zusammenschluß noch nicht so weit gediehen, daß besondere Maßnahmen der besprochenen Art schon erforderlich gewesen sind. Es wird aber erwartet, daß sie in der nächsten Zeit ernstlich ins Auge gefaßt werden müssen.

Eine besondere Rolle spielen neben den bei dem Abschluß von Stromaustauschverträgen aus technischen Gründen zu beachtenden Regeln und neben der Organisationsmethodik der Lastverteilung die technischen Hilfsmittel für ihre Durchführung, insbesondere Spezialtelephonie, Fernmeß-, Fernmelde- und Fernregeleinrichtungen.

### *Auf dem Gebiet der allgemeinen Kraftübertragungsprobleme*

(Hierzu Berichte Nr. 265, 39, 188, 267, 294, 37)

Die Erkenntnis auf dem Gebiet der Leitungsgrenzen langer Hochspannungsfernleitungen und der Stabilität der über eine solche Leitung zusammenhängenden Kraftwerke und Phasenschieberstationen hat er-

hebliche Fortschritte gemacht. Man hat erkannt, daß für die Übertragung großer Energiemengen auf sehr große Entfernungen die Kompensierung der Blindleistung durch in passende, nicht allzu große Entfernungen aufgestellte Blindleistungserzeuger eine unerläßliche Vorbedingung ist. Die Bedingung der Kompensierung der Blindleistung ist dabei identisch mit der Forderung, an den Stützpunkten konstante Spannung einzuhalten. In welchem Maße man sich der in normalen Betrieben übertragbaren Grenzleistung praktisch nähern kann, hängt vor allem von den Störungsbedingungen ab. Hier ergeben sich wesentliche Unterschiede je nachdem ob der Nullpunkt des Systems direkt geerdet oder ob im Gegensatz dazu der Erdschlußstrom durch Erdschlußspulen kompensiert ist, da die häufigste Störung, der Erdschluß, in einem kompensierten Netz ungefährlich für die Stabilität ist. Verbesserung erwartet man in erster Linie von einem schnell arbeitendem Selektivschutz im Zusammenhang mit schnell abschaltenden Leistungsschaltern in geerdeten Netzen, außerdem von der Stoßerregung.

Bei der Energieübertragung bei verhältnismäßig kurzen Strecken (im Vergleich zu denjenigen Entfernungen, wo die Stabilitätserscheinungen die Hauptrolle spielen), insbesondere in dicht besiedelten Gebieten, bei der Überbrückung von Wasserflächen, wird die Erwartung ausgesprochen, daß die hohe Sicherheit des Kabelbetriebes zu einer zunehmenden Verkabelung der Freileitungsnetze führen wird.

*Auf dem Gebiet der Konstruktion von Leitungen*  
(Hierzu Berichte Nr. 38, 37, 191, 300, 320, 377, 314)

Im Freileitungsbau wird die früher übliche Anordnung der Leiter übereinander in immer weiterem Umfange verlassen und die gegen Zusammenschlagen sichere Anordnung der Leiter in einer oder zwei Ebenen angewandt. Durch Verwendung von schwenkbaren Traversen und Rutschklemmen wird bei gleicher Sicherheit der Anlage eine Verbilligung der Tragmaste, ihrer Fundierung und ihrer Montage erreicht. Neben den Eisenmasten kommen in holzreichen Ländern auch für Leitungen hoher Spannung Holzmaste zur Anwendung, die durch geeignete Konstruktion den hohen Anforderungen gerecht werden. Durch verbesserte Seilkonstruktionen, insbesondere drallfreie Seile, wird eine Erhöhung der Belastbarkeit der Seile und somit eine Erhöhung ihrer Betriebssicherheit erstrebt. Es wird die Erwartung ausgesprochen, daß Gefährdungen durch Seilschwingungen und Aderbrüche durch die Verbesserung der Armaturen, evtl. Dämpfungsvorrichtungen vermieden werden. Die Gefahren großer Eislasten bekämpft man durch Heizung der Leiter.

Auf dem Gebiet der Isolationstechnik sind bedeutende Verbesserungen erzielt worden. Durch Verwendung von Spezialmassen für Porzellanisolatoren, durch Untersuchung der Porzellanstruktur mit Hilfe mikrophotographischer Aufnahmen, durch vervollkommnete Herstellungsmethoden und zweckmäßige Formgebung wurde einerseits eine sehr hohe mechanische und elektrische Festigkeit der Isolatoren erreicht, andererseits die Herstellung großer Scherben und damit größter ein-

teiliger Isolatoren ermöglicht. Es wird erstrebt, Isolatoren auch gegen die stärksten Beanspruchungen, z. B. bei Gewitter, stoßfest zu machen.

In der Kabeltechnik konnte dank der Fortschritte der Materialforschung die spezifische Beanspruchung des Kabeldielektrikums ständig gesteigert werden. Durch Verbesserung der Konstruktion (Höchststädter-Kabel [Einzeladern mit metallischem Überzug] und Dreimantelkabel, Einleiterkabel mit dünnflüssiger Tränkung) wurde die Entwicklung von Höchstspannungskabeln ermöglicht. Man scheint sich jedoch heute der maximal möglichen Beanspruchung der getränkten Papierisolation zu nähern, so daß die Entwicklung hochwertigerer Isolationsmaterialien erwünscht wäre. Die Verlegung der Kabel erfährt eine zunehmende Mechanisierung, die eine erhöhte Wirtschaftlichkeit und Sicherheit ermöglichen soll. Die Eisenarmierung wird in zunehmendem Maße durch bessere Abdeckung der verlegten Kabel ersetzt, wobei auf hohe Belastungsfähigkeit Wert gelegt wird.

#### *Auf dem Gebiet der Hilfsmittel für die Sicherheit des Betriebes*

(Hierzu Berichte Nr. 97, 36, 39, 188, 267)

Die Beherrschung der Kurzschlußbeanspruchung ist vor allen Dingen in den großen Städten das beherrschende Problem. Man geht ihm durch geeigneten geometrischen Aufbau der Netze und durch die Verwendung von Kurzschlußbegrenzungsdrosseln zu Leibe.

Auf dem Gebiet der Schutzeinrichtung für Maschinentransformatoren wird besondere Sorgfalt auf die Durchbildung des Generatorerdschlussschutzes verwendet. Besondere Maßnahmen machte auch das lästige Außertrittfallen der Einankerumformer erforderlich. Man hat zu diesem Zweck einerseits den Relaisschutz so ausgebildet, daß der Umformer erst kurz vor dem bevorstehenden Außertrittfallen abgeschaltet wird, und andererseits Einrichtungen geschaffen, welche ihn automatisch, nachdem er einmal abgeschaltet war, bei wiederkehrender Spannung in kürzester Zeit wieder in Betrieb bringen.

Besondere Bedeutung für den Schutz der Übertragungsleitung hat die Erdschlußspule vor allem in Freileitungsnetzen erlangt. Die deutsche Praxis ist durch ihre Anwendung einen eigenen Weg gegangen, der den Erdschluß zu einer harmlosen Erscheinung machte und auch auf die Ausbildung des Selektivschutzes von großem Einfluß war. Bei Erdschlußspulen großer Leistung für lange Höchstspannungsnetze ist man zur lastregelbaren Ausführung übergegangen. Sie ist von Bedeutung für den Fall des Doppelerdschlusses, bei welchem der Selektivschutz einen Erdschluß abschaltet und damit die Kompensationsbedingungen für den bestehen bleibenden Erdschluß verändert. Im Zusammenhang damit sind Einrichtungen entwickelt worden, welche den Kompensationszustand des Netzes fortlaufend zu messen bzw. zu kontrollieren gestatten. Schließlich ist auch von dem Hilfsmittel der Drosselspule zur Entkopplung einander im Erdschluß elektrostatisch beeinflussender Leitungen Gebrauch gemacht worden. In Kabelnetzen normaler Ausdehnung mißt man der Erdschlußspule etwa dieselbe Bedeutung aus demselben Grunde zu wie in Freileitungsnetzen. Auch in sehr großen

Kabelnetzen werden Erdschlußspulen verwendet. Man gewinnt hierdurch genügende Zeit für das Arbeiten des besonders zu diesem Zweck ausgebildeten Erdschlußselektivschutzes, welcher den Übergang vom Erdschluß in den Kurzschluß und somit alle damit verbundenen schwerwiegenden Folgen verhindert.

Von dem Kurzschlußselektivschutz hat sich in Deutschland der mit distanzabhängiger Zeitstaffelung arbeitende durchgesetzt und ist vielfach verfeinert worden. Bei städtischen Kabelnetzen hat in Amerika das sog. automatic network system weitgehende Verbreitung gefunden, bei dem ein Radialsystem von Hochspannungskabeln ein zusammenhängendes Niederspannungsverteilungsnetz speist. Die Fehlerabschaltung im Niederspannungskabelnetz erfolgt selbsttätig durch Ausbrennen des fehlerhaften Kabels; Rückwattrelais sorgen für selektive Abschaltung bei hochspannungsseitigen Störungen.

Auf dem Gebiet des Überspannungsschutzes ist es gelungen, auch für hohe Spannungen Schutzeinrichtungen mit erträglichem Aufwand und genügendem Schutzwert herzustellen.

### Diskussionsvorschläge

1. Ist ein planmäßiger Leistungsaustausch in zusammengeschlossenen, mehrfach gekuppelten, getrennten Verwaltungen unterstehenden Netzen möglich, und welche juristischen, organisatorischen und technischen Vorbedingungen müssen in diesem Fall erfüllt werden?
2. Welche Konsequenzen ergeben sich hinsichtlich des Betriebes von Großkraftübertragungen, besonders hinsichtlich ihrer Stabilität, und ihrer Schutzeinrichtungen beim Übergang von der Erdung zur Erdschlußkompensation? Sind insbesondere die in geerdeten Netzen zur Verbesserung der Stabilitätsverhältnisse durchgeführten oder geplanten Maßnahmen auch in kompensierten Netzen in demselben Maße erforderlich?
3. Sind für die Durchführung des Konstantspannungsbetriebes sehr langer Leitungen (Baumsystem) alle Arten von Blindleistungserzeugern gleichwertig?
4. Welche Gesichtspunkte sind für die Konstruktion der Maste (einschließlich Leiteranordnung) von Hochspannungsleitungen maßgebend? Welche Hilfsmittel gibt es gegen Schwingungsbrüche des Seils, und was nützen sie?
5. Ist zu erwarten, daß die bei Kabeln heute bestehenden Grenzen hinsichtlich der Spannung und Übertragungsfähigkeit noch weiter hinausgeschoben werden können?
6. Welche Gesichtspunkte sind vom Standpunkt der Betriebssicherheit für die Gestaltung der Wechselstromversorgungsnetze und für die Auswahl der Schutzsysteme maßgebend? Welche besonderen Lösungen ergeben sich in den Kabelnetzen großer Städte? Welchen Einfluß hat die Erdung oder die Erdschlußkompensation auf die Ausbildung und den Betrieb von Hochspannungsnetzen?

## General Report

# Transmission and Flow of Energy in Single and Multiple-Connected Networks

*Prof. Dr.-Ing. W. Petersen*

This general report comprises the following papers:

*Paper No. 268:* The Control of Generating Station Loads and Regulation of Frequency and Voltage on an Interconnected System (U. S. A.)  
J. M. Oliver

The paper describes organisation and technical measures for the joint operation of several independent electricity supply undertakings allied in a holding company. The area in question includes parts of South Carolina, Alabama, Georgia, Mississippi, and Florida and is about 910 km long and 525 km broad. The high tension network consists mainly of 110 kV lines. Installed generator capacity amounts to 1.3 million kVA which in 1929 produced 3 billion kWh with a maximum demand of 757,000 kW.

Efforts are being made to install a sufficient station generating capacity in every district. Up to the present time, as a general rule, one company delivers surplus current to the others. The paper describes the sectional organisation of the control stations. Noteworthy features of the system are two main load dispatching centres and regional dispatching offices for each district. Each local load distributing office covers an area of 160 to 240 km.

The relations between the individual companies are not controlled in every detail by the holding company. Supply contracts regulate these connections but are not rigidly adhered to, being altered according to circumstances and changing demand. Various methods of communication are utilised by the load dispatchers. High frequency telephony is particularly important in this connection.

The load distribution among the power stations is based on economic considerations with forecasting of supply plans, and adaptation to fluctuating differences between forecasts and actuality is met by means of storage plants.

Voltage regulation is primarily effected by generating wattless kVA. Phase advancers with a total capacity of 140,000 kVA have been installed. The remaining wattless kVA required are supplied by hydro-electric generators. All generators are utilised as phase advancers and special measures are taken to minimise distribution losses. Floating



operation of generators is also employed, voltage regulation being controlled by local stations on fixed rules under the supervision of the load dispatcher (remote metering apparatus). Considerable importance is attached to rapid excitation and rapid cutting-out in attaining satisfactory conditions of stability. Many break-downs were traced to the use of extremely rapid no voltage relays by consumers.

Frequency regulation was effected by synchronometers. In certain circumstances, the frequency of the system changes several times during the day. Sufficient accuracy in frequency regulation is obtained by additional double frequency changers (accuracy 0.2). Comparison of zero hour with true time by a control chronometer. Differences are eliminated by hand, i. e. by changing the frequency control.

Special attention is paid to short-circuit capacity. Attempts are being made to limit it to 1.5 million kW by means of tie-lines between adjacent generating stations and high and low tension reactors.

*Paper No. 97: The British Grid System and its Relation to Certain Technical and Economic Problems (Great Britain)*

Sir Archibald Page and C. W. Marshall

Special conditions in England have permitted the development of the power system on uniform lines. The network which ensures economic distribution of power has become known as the grid system. The highest voltages chosen were 132 kV with medium voltages of 62 and 32 kV. The planning of the grid was based on the following principles:

1. As the most important high tension connections must transmit about 50 MVA and as overhead transmission lines and metal-clad switchgear are still to be utilised, 132 kV was selected.

2. Stations supplying the grid system are divided into two main categories, base load and peak load stations. Voltage control is carried out entirely by switching over power transformers under load.

3. The earthed neutral system has been adopted, the reasons being avoidance of double earth faults, simplification of line protective apparatus, and reduction of the cost of transformers. Inductive interference with telephone lines due to earth short circuit currents was permitted by the postal authorities.

4. The list voltages of the transformers are given. Emphasis is laid on good earthing and cleaning of insulators. Special over-voltage protective devices are not utilised.

5. For relay-protection, the Merz-Price system is preferred. But owing to long distances, a change must be made to distance protection. A total isolating period of two seconds is still regarded as permissible.

*Paper No. 36: Die technische und wirtschaftliche Beherrschung des Energieflusses in einfach und mehrfach gekuppelten Netzen (Deutschland)*

Dr.-Ing. A. Menge and collaborators

After a short statement of principles of the German main supply networks, the first part of the paper describes methods of preventing breakdowns in detail. Protective apparatus for generators, transformers

and converters, protection of transmission equipment and over-voltage protection are discussed. In accordance with the importance which these arrangements have attained in German practice, the interconnected problems of compensation of faults and of short circuit selective protection based on time and distance schedules are particularly detailed.

In the second part, the measures already taken and projected for economic regulation of power supply are discussed, including measures of an executive and technical nature. The relevant problems concerning long distance measurement and communication are specially dealt with. In discussing conditions in connected networks outside the administration, the principles of contracts for the exchange of current are enunciated in detail in addition to expedients of a technical and executive character. A proposal is mentioned for a "clearing" process in a larger number of networks with multiple connections.

*Paper No. 265: The Economics of Power Transmission as Influenced by Recent Stability Studies and Increase in Speed of Circuit Interruption (U. S. A.)*  
Ch. Le G. Fortescue

The paper is based on a number of individual rules of general validity for determining the transmitting capacity of long super power transmission lines, the essentials of which are given in a number of curves. From these rules conclusions are drawn for the economic planning of such transmission lines especially with regard to working voltages and the number of lines to be operated in parallel. The author discusses further the effect of employing quick-response excitation devices and high speed circuit interruption in case of short circuits on the transmission capacity with the earthed neutral system. He further describes the advantages of compensating the reactive load on the *Baum* principle in which the whole transmission line is sub-divided into several sections and the voltage is maintained constant at the end of each section by means of synchronous phase advancers. He concludes by giving the economic considerations for estimating costs for various distances in the sub-sections of the *Baum* system.

*Paper No. 39: Elektrische Probleme der Energieübertragung auf große Entfernung (Deutschland)*  
Prof. Dr.-Ing. R. Rüdenberg and collaborators

The paper contains a number of separate essays, the co-relationship of which is indicated in the introductory essay of the contributor. The article "Electrostatic Fields in Long Distance Lines" (*B. Marc*) describes the connection between corona phenomena and the dimensions of the high tension conductors, a description of the usual insulators and the testing methods employed on them, and devices for determining over-voltages.

The article "The Reactive Load of Long Distance Lines and its Compensation" (*R. Rüdenberg*) is based upon investigations of a general

nature on the limits of transmission. Use is made in this connection of the term "the natural capacity" which is defined by the transmitted capacity of a low resistance line, in which the voltage drop due to the capacity transmitted is neutralised by the effect of capacity currents which tend to increase the voltage (Ferranti-effect). In investigating wattless kVA compensation the author determines the capacity which, when supplied continually or nearly so to certain adjacent series or parallel connected points produces voltages equilibrium at the beginning or end of the line with transmission at other capacities than the natural. Series and parallel compensation are treated equally in this connection. Choke coils, condensers, synchronous or asynchronous machines are mentioned as wattless kVA generating means. A section on "voltage regulators" deals with the necessary control apparatus for effecting the necessary equilibrium of the reactive load.

The article "Characteristics of Generators and Motors" (*E. Frensdorff*) is a general investigation on the stability of machines in normal operation and in breakdowns and a comprehensive criticism of measures for increasing stability.

The article "Compensation of Faults in Long Distance Lines" (*H. Piloty*) deals with the relation of neutral earthing with other problems of power transmission, especially stability of plant, the choice of electric safety factors and the construction of selective protection systems. In particular, typical devices for fault compensation in long distance lines are discussed, especially choke coils controllable under load and arrangements for disconnecting lines in close proximity. The proper distances for setting up earth coils are dealt with. Finally devices for supervising state of compensation are discussed, and a distinction is made between direct and indirect methods. In the former, the resulting conductivity is measured to earth, and in the latter is observed by means of an indicator and a remote signalling device.

The article "Cable or Overhead Line Transmission for Long Distances" (*M. Dahl*) contains an economic comparison of cables and overhead transmission lines with special reference to the technical advantages of cable transmission. The annual costs are taken as the criterion of economic efficiency.

*Paper No. 188:* Der zweipolige Kurzschluß einer doppelt gespeisten Drehstromleitung im Lichte der Rechnung mit symmetrischen Komponenten (Österreich)  
Dr.-Ing. G. Oberdorfer

The mathematical treatment of two-pole short circuits of a double feed line is rather difficult like all asymmetrical problems. By using the method of symmetrical components, i. e., by resolving the asymmetrical A. C. system into several symmetrical systems, the author obtains interesting equivalent diagrams of connection by which any current or voltage can be easily determined.

The method described is suitable also for the treatment of more difficult problems, as for example, the double earth fault.

*Paper No. 267: Economic Aspects of the Alternating-Current. Low-Voltage Automatic Network System (U. S. A.)*  
H. Richter

The automatic network system now installed in fifty cities of North and South America consists of a low tension net with junction boxes at every street corner supplied at suitable points from transformers. To the latter high tension up to 27 kV is led from a station through several radial type feeders in such a manner that each cable feeds a number of transformers. The transformers supplied by one cable are so distributed that if one feeder fails, supply can be maintained with the other transformers.

Breakdowns in the low-tension net are automatically localised by burning clear when the voltage is under 250 V. In the case of breakdowns in a high tension cable and automatic disconnection of same in the station, the high tension cable in question is tripped out automatically, together with its transformers by a network-protector. After reconnection of the cable in the station, the network-protector automatically re-establishes connection with the system. High tension safety fuses and similar devices are not utilised.

Compared with the older system in which every transformer supplied a separate low tension net, advantages are obtained in the shape of lower plant costs, increased reliability and smaller voltage fluctuations although light and power are taken from the same lines. These reasons together with favourable experience of working have led to the introduction of the system in numerous places instead of direct current distribution which requires appreciably higher construction costs. Further advantages as compared with direct current distribution are easier adjustment to growth of load and avoidance of cable congestion.

The method of operation of the network-protector and its installation in surface or underground stations are described and illustrated by diagrams.

*Paper No. 294: Die Wirtschaftlichkeit von Fernleitungen (Ungarn)*  
Dr.-Ing. O. Szilas

In determining the economy of long distance transmission it is necessary to establish the losses. The transmission losses and the iron and copper losses in the transformer may be estimated from the Rossander symbolical load curve. It is also possible to take into account increases of load and their economic effects for long periods or for the entire life of the transmission line. The most important formulae are deduced, examples given and the results compared with the usual methods of calculating economies.

*Paper No. 38: Mechanische Probleme der Freileitungstechnik (Deutschland)*  
Prof. A. Rachel and collaborators

Towers: The hitherto widely adopted arrangement of the wires above one another is not employed especially in localities subject to heavy

frosts. Arrangement of cables in one or two planes is preferred in order to avoid the wires coming into contact. In order to eliminate torsional stresses in the supporting towers in the event of line breakages, which would otherwise necessitate strengthening of the towers, pivoting types of cross arms are employed or the bearing clamps are of the sliding type.

Conductors: The solid conductors at present utilised for overhead transmission lines are not free of distortion. In the case of multiple-layer cables, this imposes greater stresses on the individual layers such as have led on occasion to damage to the conductors. Solid conductors should therefore not be twisted during erection. Vibration in overhead transmission lines is dealt with and new fittings for avoiding conductor breakage are described.

Insulation: Considerable improvements in porcelain insulators have been made by the employment of special pastes, and improved methods of manufacture and better design. The use of cement for binding the different parts of the insulator together or to the iron fitting has been largely discontinued. Pin type insulators are manufactured for the most part as single piece insulators. The attachment of the pins with lead is on the increase.

Regulations for public protection: The latest overhead transmission line regulations provide for extensive protective measures owing to the great increase of traffic on main streets, especially at night.

*Paper No. 37: Kraftübertragung durch Kabel (Deutschland)*

Dr. W. Vogel and collaborators

Better selection and suitable preparation of basic materials together with improved manufacture has increased the permissible dielectric stress of cable insulation. Observation of the movements of the impregnation material under temperature fluctuations has largely overcome the ionisation problem and increased the stability of the cable by proper selection of the physical constants. Triple-clad and Höchststädter cables have developed rapidly with constantly increasing tensions. Single conductor cables impregnated with thinly fluid compound have been constructed for high tensions of 100 and 132 kV. But it now appears possible to attain a sufficiently low degree of ionisation with high viscosity impregnation for 100 kV and to retain the stranded design.

Attempts are being made, in the laying and fitting of cables, to replace the iron armouring by specially protective means in the installation of the cable. Mechanisation of cable laying and jointing should increase the economy and safety of the cable system.

Compensating chokes are utilised for controlling the charging current in large cable systems. The additional losses of single conductor cables are reduced by subdivision and cross cutting of the lead jacket and by non-magnetic armouring. Cable systems for 60 and 100 kV are working satisfactorily. In thickly populated areas, for crossing stretches of water and under unfavourable atmospheric conditions the cable alone makes economic power transmission possible.

Transmission with high tension direct current is of course very advantageous but the manufacture of the necessary machines still presents great technical difficulties. A change to  $16\frac{2}{3}$  cycles for long distance transmission would not signify any advance.

*Paper No. 191:* Die Beseitigung von Rauhreif- und Eisbildungen auf Hochspannungsfreileitungen (Österreich)  
Ing. J. Schlögl

The author describes the fracture of lines and towers on the Partenstein—Gresten high tension line in consequence of abnormal weight of ice. To avoid these disturbances, he recommends passing a heating current through the lines, which for this purpose are disconnected and short-circuited at one end and receive a current sufficiently powerful to melt the ice from a generator at the other end.

*Paper No. 300:* Hochspannungs - Kraftübertragungsleitungen in der U.d.S.S.R. (Russland)  
Prof. N. I. Suschkin

The paper gives a few details of the 110 kV overhead transmission lines constructed in Russia in the last few years. Apart from German and American types of iron towers, wooden H-shaped pole structures are used in order to minimise construction costs. In order that larger spans up to 225 m could be utilised, the poles are set up in two parts, the foot or lower part being buried in the earth and the upper part above the ground being constructed to allow for one-sided pull in the event of breakage. In order further to reduce the load on the pole due to line breakages, sliding clamps are utilised which experience has shown to function even when the wires are loaded with ice, as soon as the one sided pull exceeds 200 kg. Good results have been obtained during the last five years with this device.

*Paper No. 320:* Neue Konstruktionen von Kraftübertragungsleitungen (Russland)  
Prof. N. I. Suschkin und Prof. A. A. Glazunoff

The authors report in detail experiments with the wooden structures mentioned in the previous report especially on the Portal type structures, the foot of the pole and the main support being braced together by several turns of wire. The various methods of attaching the conductor with ordinary clamps, rolling and sliding clamps are compared from the point of view of reducing one-sided pull in breakage by means of calculations and experimental results. The use of sliding clamps in conjunction with wooden structures gives greater reliability with lower construction costs.

*Paper No. 377:* Glasisolatoren (Tschechoslowakei)  
Prof. F. Niethammer

The author raises the question of results of operation with glass insulators introduced in a number of low and high tension plants. Compara-

tive investigations between glass and porcelain insulators for 400 V which the author carried out in the laboratory proved that glass had good electric properties but lower resistance to mechanical and thermal stresses. Points of view to be borne in mind in connection with glass insulators are discussed.

*Paper No. 314: The Testing of Porcelain Insulators. Porosity of Insulating Porcelains (Russia)*

Prof. P. A. Florensky and N. A. Tzerevitinov.

The author points to the importance of porosity for the mechanical properties of insulator-porcelain. The size and shape rather than the number of the pores are the chief features governing the electrical behaviour and must be accordingly regarded in estimating its value. By numerous comparative experiments, it was found that most of the various methods used for testing porosity failed to give similar results. Micro-photographic investigation of breakages in porcelain gives good results. Micro-photographs of this kind in conjunction with other methods have made it possible to determine the principal forms of the microscopic composition of insulator porcelain.

### **Trend of Development**

*Technical and Economic Considerations (Papers No. 268, 97, 36).*

The interconnection of large electricity supply areas has already been partly carried out and is partly still in process of development. Connected with this tendency are a number of special problems of a legislative, economic or technical character which are treated in detail in the papers. In an area of approximately 400,000 sqkm comprising several States in the south-east of the United States, this interconnection is already in operation. In England public supply under State control is now being developed. In Germany the co-operation movement is in progress but mainly by private initiative. Special attention is being paid to the legislative side of the question. In the U.S.A. a holding company has been formed in which the individual supply undertakings have nevertheless preserved their independence and have concluded contracts among themselves for the exchange of current. Systematic load dispatching is effected by means of two principal load dispatching centres working in co-operation with the regional load dispatching offices of each district. The views put forward in German plans of this nature are on similar lines; but interconnection is not so far advanced as to necessitate special measures of the kind discussed. It is anticipated, however, that they must seriously be contemplated in the near future. In addition to the necessary technical regulations to be observed in concluding agreements regarding exchange of current and methods of organizing load dispatching, special importance attaches to the technical equipment employed in this connection, particularly special telephones, remote metering, signalling and control apparatus.

*General Power Transmission Problems* (Papers No. 265, 39, 188, 267, 294, 37).

Knowledge of the transmission limits of long high tension transmission lines and of the stability of generating and phase advancer stations so connected has made considerable progress. It is recognised that balancing of reactive load by wattless kVA generators installed at reasonably short distances is an essential condition for the transmission of large quantities of power over very long distances. The conditions for compensating reactive load are identical with the necessity of maintaining constant voltage at the points of support. The degree to which the limits of capacity transmission can be approached in normal operation depends mainly on break-down conditions. Appreciable differences arise in this connection depending on direct earthing of the neutral point of the system or, on the other hand, the compensating of the current to earth by choke coils, as the most frequent cause of break-down, earth leakage is not dangerous to stability in a balanced grid. Improvement is expected mainly from quick-acting selective protection combined with high speed breakers in earthed systems in addition to quick-response excitation.

In power transmission over relatively short distances (as compared with distances where stability phenomena are the principal concern) especially in thickly populated areas, it is anticipated that the great reliability of cable operation will lead to increasing use of cables in overhead transmission systems for crossing water.

*Construction of Transmission Lines* (Papers No. 38, 37, 191, 300, 320, 377, 314).

In the erection of overhead transmission lines the normal arrangement of lines above another is being discarded to an ever increasing extent and the arrangement of lines in one or two planes adopted as a safeguard against accidental contact. By utilising pivoting crossarms and sliding clamps, the cost of supporting towers, their foundations and erection are reduced while the reliability of the equipment remains the same. In well-wooded countries wooden structures as well as iron towers are used for high tension lines. Efforts are being made to increase the load capacity and consequently the reliability by improved conductor design, and particularly by avoiding the use of twisted wire. It is anticipated that the dangers caused by oscillation and breaking of conductors will be avoided by improvement of the fittings or means of damping devices. The danger of heavy ice loads is being met by passing heating currents through the lines.

Considerable improvements have been made in insulation. By utilising special pastes for porcelain insulators, by investigating the structure of porcelain with the aid of microphotography, by perfected methods of manufacture and suitable design, a very high mechanical and electrical strength of insulator was attained on the one hand, and on the other hand, the production of larger bodies and therefore of larger one piece insulators was made possible. Attempts are also being made to make insulators



resistant to the greatest stresses as for instance those occurring during storms.

With regard to cables, the specific stress of the cable dielectric has been constantly increased, thanks to the progress made in materials research. By improvements in design (Höchststädter cable-single core with metalserving and triple-clad cable, single conductor cable with low viscosity impregnation) the development of high tension cables has been made possible. There is apparently a tendency at present to approach the possible maximum capacity of impregnated paper insulation so that the development of insulation material of higher value would appear desirable. Cable laying is undergoing increasing mechanisation which should make possible increased economy and reliability. Armoured cables are being replaced to an increasing extent by improved methods of protecting the cable, high loading capacity being the main desideratum.

*On Auxiliary Devices for Increasing Reliability of Operation* (Papers No. 97, 36, 39, 188, 267).

The control of short-circuit stress is the main problem especially in large cities. It is being approached by appropriate geometrical construction of net works and by the use of short circuit limiting chokes.

With regard to safety devices for machines and transformers, special attention is being given to the protection of generators from faults. The troublesome habit of rotary converters falling out of step has also necessitated special arrangements. Relay protection for this purpose has been so developed that the converter is cut out just before it falls out of step, and devices have been invented which after cutting out automatically bring it into operation again in the shortest possible time once the voltage is restored.

Special importance has also been attached in the protection of transmission lines to earth leakage coils particularly in overhead transmission nets. German practice has adopted a method of its own which renders the fault innocuous and also has great effect on the design of the selective protection. For earth leakage coils of large capacity for long e. h. t. systems, a type of coil which can be adjusted to the load has been adopted. This is important in the event of a double fault, in which the selective protection cuts out one fault and so alters the conditions for compensating the remaining fault. In this connection devices have been developed which permit the state of balance in the system to be measured and controlled concurrently. Finally use has been made of the choke coil for disconnecting lines mutually influencing one another electrostatically on the occurrence of a fault. For this reason the earth leakage coil has been assigned practically the same importance in cable systems of normal size as in overhead transmission nets. Earth leakage coils are also used in very large cable systems. Sufficient time to function is thus obtained for the selective protection against leakage to earth specially constructed for this purpose, which prevents the fault developing into a short circuit with all the serious consequences connected therewith. Short circuit selective protection with time schedule based on distance

has achieved considerable success in Germany and has been brought to a high state of perfection in many respects. In urban cable systems in America the so-called automatic network system has obtained widespread recognition, a radial type of high tension cable feeding a connected low tension distribution network. Disconnection of faults in the low tension cable net is performed automatically by burning clear of the faulty cable; network protectors provide selective disconnection on the occurrence of disturbances on the h. t. side.

In regard to overvoltage protection, safety devices for high voltage have been produced at moderate cost and with an adequate factor of safety.

### Points for Discussion

1. Is it possible to effect a systematic exchange of current in combined networks with several connections, but under separate administration and what legislative, executive and technical conditions must be complied with in this case?

2. What are the consequences with regard to the operation of super power transmission systems from the point of view of stability and safety devices of changing from earthing to fault compensation? In particular are the measures already adopted or proposed in earthed networks for improving stability conditions also necessary to the same extent in balanced networks?

3. Are all kinds of wattless kVA generating means of equal value for the operation at constant voltage of very long lines (*Baum* system)?

4. What principles should govern the construction of towers (including arrangement of conductors) for high tension lines? What means are available for preventing line breakages due to vibration and what is their feasibility?

5. Is it to be expected that the present voltage and transmission capacity limits of cables can be further extended?

6. From the viewpoint of reliability of operation, what principles govern the lay-out of A. C. supply networks? What special solutions have been adopted in the cable systems of large cities? What influence has earthing or fault compensation on the construction and operation of high tension systems?

## Rapport Général

# Transmission de l'énergie et courant de l'énergie dans des réseaux à accouplement simple ou multiple

*Prof. Dr.-Ing. W. Petersen*

Ce Rapport Général comprend les travaux suivants :

*Rapport No. 268: The Control of Generating Station Loads and Regulation of Frequency and Voltage on an Interconnected System (U. S. A.)*

J. M. Oliver

Le rapport décrit les dispositions administratives et techniques qui ont pour but d'assurer une collaboration entre diverses entreprises de distribution de courant indépendantes, mais réunies en un seul consortium. Le territoire considéré comprend des parties des Etats suivants: Caroline du Sud, Alabama, Georgie, Mississippi, Floride, et s'étend sur environ 910 km de long et 525 km de large. Le réseau à haute tension se compose principalement de lignes à 110 kV. La puissance installée des génératrices s'élève à environ 1,3 millions de kVA; le travail produit en 1924, à 3 milliards de kWh pour une pointe de 757.000 kW.

On s'efforce de prévoir dans chaque district la force motrice suffisante. Jusqu'à présent, une des compagnies avait livré son excédent aux autres. Le rapport décrit la subdivision administrative des bureaux chargés de régler l'exploitation. L'existence de deux distributeurs centraux de charge, avec chacun un distributeur local, est remarquable. Chaque distributeur local dessert un territoire d'environ 160 à 240 km.

Les relations entre les diverses compagnies ne sont pas réglées en détail par le consortium. On a plutôt conclu des contrats pour la fourniture de courant; leur application n'est pas rigide, mais adaptée selon les conditions aux nécessités variables. Pour permettre aux distributeurs de travailler en coopération, on emploie divers genres de téléphones. La téléphonie à haute fréquence joue à ce sujet un rôle important.

La répartition de la charge entre les diverses usines se fait d'après des considérations économiques, les projets de distribution étant fixés à l'avance et adaptés par des prévisions à brève échéance à l'abondance des pluies (usines hydrauliques sur cours d'eau). Les divergences imprévues entre la réalité et les prévisions sont couvertes par des usines à accumulation.

La tension se règle surtout par la production de courant déwatté. On a monté des compensateurs de phase, avec une puissance totale de 140.000 kVA. La puissance réactive encore nécessaire est fournie par des génératrices hydrauliques. On emploie aussi toutes les génératrices en

action comme compensateurs de phase, en prenant des mesures particulières pour diminuer les pertes de distribution. On emploie aussi des génératrices débrayables. Le voltage est maintenu d'après des prescriptions fixées, par les stations locales, mais cependant sous le contrôle du distributeur de charge (appareils de mesure à distance). Afin d'assurer de bonnes conditions de stabilité, on accorde une grande importance à l'excitation rapide et à la disjonction rapide en cas de perturbations. Beaucoup de troubles proviennent du fait que des relais à tension nulle agissent avec une vitesse exagérée chez les consommateurs.

On règle la fréquence en tenant compte de la commande des horloges synchrones. Dans certaines circonstances, le réseau déterminant la fréquence change plusieurs fois par jour. Le réglage de la fréquence peut se faire avec une précision suffisante par des régulateurs de fréquence de précision (exactitude de réglage jusqu'à 0,2 pér/sec.). On compare le temps donné par le courant synchrone au temps solaire moyen par une horloge de contrôle. On corrige les légères déviations à la main, c.-à.-d. en modifiant la position du régleur de fréquence.

On accorde une grande attention à la considération de la puissance de court-circuit. On s'efforce de réduire la puissance de court-circuit à 1,5 millions de kW par l'ouverture des lignes d'interconnexion entre les usines électriques, et par l'emploi de bobines de réactance à haute et à basse tension.

*Rapport No. 97: The British Grid System and its Relation to Certain Technical and Economic Problems (Great Britain)*  
Sir Archibald Page and C. W. Marshall

En Angleterre les conditions spéciales ont permis de développer la production et la distribution de l'énergie électrique suivant un point de vue unitaire. Le système de réseau qui assure la distribution économique de l'électricité est connu sous le nom de Grid System. Comme tension maximum, on a choisi 132 kV, comme tension moyenne 62 kV ou 32 kV. La rédaction des projets reposa sur les bases suivantes:

1. Les communications à haute puissance devant transporter environ 50 mVA et comme on voulait faire usage de câbles et d'appareillages blindés, on a choisi 132 kV.

2. Les usines qui alimentent le Grid System sont divisées en usines de base et usines de pointe, d'après des principes connus. On règle toujours la tension en agissant sur les transformateurs de puissance à réglage sous charge.

3. On fait usage de la mise à la terre rigide du point neutre. On fut amené à cette solution parce qu'on évite ainsi les courts-circuits doubles, que la protection des lignes devient plus aisée, et que les transformateurs reviennent meilleur marché. L'administration des postes a admis les perturbations auxquelles pourraient être soumises les lignes téléphoniques par les courants de court-circuit à la terre.

4. On indique la tension d'épreuve des transformateurs. Il importe d'avoir une bonne conduite à la terre, et un bon nettoyage des isolateurs. Les dispositifs spéciaux pour supprimer les surtensions n'entrent pas en ligne de compte.

5. Le système de protection à relais le plus en faveur est le système de protection Merz-Price. Cependant, à cause des grandes distances, on dut recourir aux systèmes de protection à distance. On considère encore comme admissible un temps de déconnexion totale de 2 secondes.

*Rapport No. 36:* Die technische und wirtschaftliche Beherrschung des Energieflusses in einfach und mehrfach gekuppelten Netzen (Deutschland)  
Dr.-Ing. A. Menge et collaborateurs

La première partie du rapport contient, outre une brève explication des principes suivis dans la construction des grands réseaux de distribution allemands, une description très complète des moyens auxiliaires employés pour combattre les perturbations du service. Il traite la question des dispositifs de protection pour les génératrices, transformateurs et convertisseurs, la protection du réseau et la protection contre les surtensions. Les questions apparentées, celles de la compensation des mises à la terre d'une part, de la protection sélective contre les courts-circuits par temps échelonnés dépendant des distances d'autre part, font l'objet d'une attention toute particulière à cause de l'importance que ces installations ont atteinte dans la technique allemande.

Dans la deuxième partie du rapport, l'auteur discute les dispositions déjà partiellement mises en pratique, et, en partie, projetées pour la distribution économique du courant. Ce sont des mesures tant d'ordre administratif que technique. L'auteur s'attarde surtout aux problèmes qui en résultent pour les mesures et les communications à longue distance. Dans la discussion des conditions dans des réseaux interconnectés dépendant de sociétés différentes, l'auteur examine attentivement à part les dispositions d'ordre administratif et technique, les principes qui doivent présider au contrat de l'échange de courant. L'auteur expose une proposition pour le procédé de règlement des comptes entre un grand nombre de réseaux à interconnexions multiples.

*Rapport No. 265:* The Economics of Power Transmission as Influenced by Recent Stability Studies and Increase in Speed of Circuit Interruption (U. S. A.)  
Ch. Le G. Fortescue

Le rapport débute par une série de règles universellement valables pour la détermination de la capacité de transmission de longues lignes à grande puissance, leurs résultats étant donnés par une série de courbes. Il déduit de ces règles les conséquences pour l'exploitation économique de ces lignes de transmission, en particulier la valeur des tensions de service et le nombre des lignes à alimenter en parallèle. Il expose ensuite l'influence de l'emploi de dispositifs pour la surexcitation brusque et la disjonction rapide en cas de court-circuit sur la capacité de transmission si on suppose la mise à la terre des points neutres. Il expose ensuite les avantages de la compensation des courants déwattés (le système Baum) dans laquelle la ligne entière est divisée en plusieurs sections, à la limite

de chacune desquelles on dispose un compensateur de phase synchrone pour assurer la constance de la tension. Il fournit des considérations économiques relatives aux frais des diverses longueurs de sections partielles pour le système Baum.

*Rapport No. 39: Elektrische Probleme der Energieübertragung auf große Entfernung (Deutschland)*  
Prof. Dr.-Ing. R. Rüdenberg et collaborateurs

Ce travail contient une série de contributions et l'auteur montre, dans l'introduction, de quelle façon elles se rattachent l'une à l'autre. Le rapport «Elektrostatische Felder um die Fernleitung» (B. Marx) traite de la relation entre l'effet corona et les dimensions de la ligne à haute tension. Il décrit les isolateurs usuels, les méthodes employées pour les essayer et les moyens de constater les surtensions.

Le rapport «Blindleistung der Fernleitung und ihre Kompensierung» (R. Rüdenberg) se base sur des recherches concernant les limites de transmission, énoncées dans une forme générale. On s'y sert de la conception de puissance naturelle, définie comme étant la puissance transmise sur une ligne à faible résistance dans laquelle la chute de tension due à la transmission est compensée par l'effet des courants de capacité (effet Ferranti). Dans l'étude connexe concernant la compensation de la puissance réactive, on s'occupe du courant déwatté qui, lancé dans le réseau, soit par connexion en série ou en parallèle, tout le long de la ligne ou à des intervalles rapprochés, donne la même tension à l'origine ou bien au bout de la ligne, lors de la transmission d'une puissance autre que la puissance naturelle. A ce sujet il fait une exposition tant de la compensation en série qu'en parallèle. Comme générateurs de courant déwatté, nous pouvons citer des bobines de self, des condensateurs, des machines synchrones et asynchrones. Un paragraphe concernant les régulateurs de tension s'occupe de l'appareil nécessaire pour atteindre l'équilibre voulu pour la puissance réactive.

Le rapport «Verhalten der Generatoren und Kraftmaschinen» (E. Frensdorff) est une étude générale sur la stabilité des machines en fonctionnement normal et lors de perturbations, de même qu'une critique synthétique des mesures prises pour augmenter la stabilité.

Le rapport «Erdschlusskompensation langer Fernleitungen» (H. Piloty) s'occupe de la relation qui existe entre les mesures prises à propos des points neutres et d'autres questions de la transmission d'énergie, en particulier la stabilité du fonctionnement, le choix des coefficients de sécurité électriques et la disposition des systèmes de protection sélective. Plus particulièrement, pour compenser de longues lignes, on se sert de dispositifs caractéristiques, en particulier de la bobine de mise à terre réglable sous charge et du dispositif de découvrement de lignes voisines. L'auteur élucide la question des distances auxquelles on doit placer les bobines de mise à la terre. Enfin, on discute les dispositifs servant à veiller sur l'état de compensation. A ce sujet, on décide entre les procédés à action directe et indirecte. Dans les premiers, on mesure la conductibilité résultant relativement à la terre, dans les derniers, on la

contrôle en partant d'une reproduction des caractéristiques du système influencées par des mesures à distance.

Le rapport «Kabel oder Freileitungsübertragung für Fernübertragung» (M. Dahl) contient une comparaison économique entre les câbles et les lignes aériennes, en tenant compte surtout des avantages techniques de la transmission par câbles. On considère les frais annuels comme déterminants pour l'estimation économique de la question.

*Rapport No. 188:* Der zweipolige Kurzschluss einer doppelt gespeisten Drehstromleitung im Lichte der Rechnung mit symmetrischen Komponenten (Österreich)  
Dr.-Ing. G. Oberdorfer

L'étude mathématique des courts-circuits bipolaires dans les lignes à double alimentation, comme tous les problèmes dissymétriques, donne lieu à de sérieuses difficultés. Par l'application de la méthode des composantes symétriques, c.-à-d. par la décomposition du système triphasé dissymétrique en plusieurs systèmes symétriques, l'auteur arrive à des diagrammes simples d'après lesquels on peut facilement déterminer les grandeurs de l'intensité et de la tension.

La méthode exposée peut aussi servir pour traiter des problèmes plus compliqués, p. ex. la mise à la terre double.

*Rapport No. 267:* Economic Aspects of the Alternating-Current Low-Voltage Automatic Network System (U. S. A.)  
H. Richter

L'automatic network system, qui existe déjà dans 50 villes des deux Amériques, se compose d'un réseau à basse tension, avec des nœuds à chaque croisement de rues et alimenté en des points convenables par des transformateurs. Ces derniers sont alimentés par des câbles à haute tension rayonnant à partir d'une station, de façon que chaque câble à haute tension (jusque 27 kV) alimente plusieurs transformateurs. On a distribué les transformateurs sur ces câbles de façon que si l'un de ces derniers est mis hors de service, la distribution reste assurée par les autres transformateurs.

Les troubles dans le réseau à basse tension jusqu'à 250 V sont automatiquement éliminés par la combustion. Dans le cas de troubles avec un câble à haute tension, et de déconnexion automatique, dans la station, un network-protector (relais à retour d'énergie) sépare automatiquement le câble à haute tension considéré et les transformateurs correspondants du réseau. Après la remise en circuit du câble, dans la station, le network-protector rétablit la communication avec le réseau. Il n'y a pas de coupe-circuit ou appareils similaires du côté haute tension.

Vis-à-vis de l'ancien système dans lequel chaque transformateur alimentait un réseau à basse tension séparé, on a l'avantage de frais moindres d'installation, celui d'une plus grande sûreté de fonctionnement et de moindres variations de tension, quoique les mêmes lignes servent à la fois à l'éclairage et à la production de force. Ces raisons, de même que les

résultats favorables de l'expérience, ont conduit souvent à remplacer la distribution à courant continu par ce système, qui exige réellement des frais d'installation beaucoup moindres. D'autres avantages vis-à-vis de la distribution à courant continu sont l'adaptation plus aisée à un accroissement de charge et le fait qu'on évite des entassements de câbles.

Le rapport décrit le fonctionnement du network-protector et son installation dans des stations ordinaires ou souterraines, en se servant d'illustrations.

*Rapport No. 294: Die Wirtschaftlichkeit von Fernleitungen (Ungarn)*  
Dr.-Ing. O. Szilas

Afin de pouvoir déterminer le rendement économique de lignes de transmission, on doit connaître les pertes. On peut déterminer tant les pertes dans la ligne que les pertes dans le fer et le cuivre des transformateurs, en se servant d'une courbe de charge symbolique d'après Ros-sander. Il est aussi possible de tenir compte des augmentations de charge, et de leurs conséquences économiques pour de longues périodes, ou pour toute la durée d'existence du réseau. On établit les formules les plus importantes, accompagnées d'exemples et de la comparaison des résultats obtenus avec les méthodes en usage jusqu'à présent pour le calcul du rendement économique.

*Rapport No. 38: Mechanische Probleme der Freileitungstechnik (Deutschland)*  
Prof. A. Rachel et collaborateurs

Pylônes: On s'écarte de plus en plus de la disposition usitée jusqu'à présent, dans laquelle les fils conducteurs étaient disposés les uns au-dessus des autres, et cela, particulièrement dans les pays où il faut craindre le givre. On préfère la disposition en une ou deux nappes horizontales, pour éviter les contacts accidentels des fils. Pour éviter les efforts de torsion des supports lors d'une rupture de fil, sans devoir renforcer les pylônes, on utilise les traverses avec articulation, ou bien des serre-fils à glissement.

Fils conducteurs: Les câbles utilisés jusqu'à présent pour les lignes aériennes sont soumis à torsion. Pour des câbles à couches multiples il en résulte une fatigue exagérée de certaines couches, qui, dans certains cas, conduit à des avaries. On recommande une construction des câbles qui les mette à l'abri de ces efforts. L'auteur examine la question des mouvements pendulaires des câbles de lignes aériennes et décrit une construction nouvelle des armatures destinée à prévenir les ruptures encore si fréquentes.

Technique de l'isolation: On a réalisé des progrès remarquables dans la construction des isolateurs en porcelaine, par l'emploi de matières spéciales, par le perfectionnement des méthodes de travail et de la construction des isolateurs. On a renoncé en de nombreux cas à la cimentation des isolateurs. Les isolateurs supports sont souvent exécutés d'une seule pièce. La fixation des supports se fait souvent au plomb.



Prescriptions pour la sécurité du public: Les dernières spécifications pour les lignes aériennes prévoient des mesures plus sévères pour la sécurité, en particulier à cause de la circulation de plus en plus intense dans les rues, surtout la nuit.

*Rapport No. 37: Kraftübertragung durch Kabel (Deutschland)*  
Dr. W. Vogel et collaborateurs

La sollicitation diélectrique de l'isolement des câbles est rendue plus élevée par un bon choix, une préparation convenable des matières premières, et une meilleure fabrication. L'examen des mouvements de la matière imprégnante sous l'effet des variations de température permet, par un choix convenable des constantes physiques, un contrôle très étendu du phénomène d'ionisation et une augmentation de la «stabilité» du câble. Le câble à couverture triple et le câble Höchstädter ont donné lieu à un rapide développement dans le sens d'une tension de régime continuellement croissante. Pour des tensions maximum de 100 et 132 kV on a employé des câbles à conducteur unique avec imprégnation fluide. Mais il semble cependant que l'on puisse obtenir une isolation satisfaisante avec des matières imprégnantes épaisses, même à 100 kV, et que l'on puisse maintenir la disposition en câble toroné.

Lors de la pose et de l'armement des câbles, on tend à remplacer l'armature métallique par un recouvrement protégeant le câble. La sûreté et l'économie dans les réseaux de câbles sont augmentées par le placement mécanique des câbles et par le montage à manchons.

Pour contrebalancer le courant de charge des grands réseaux souterrains, on emploie des selfs de compensation. Les pertes additionnelles des câbles à conducteur unique sont réduites par interchangeement des manteaux de plomb et par l'emploi d'armatures sans fermeture de flux magnétique. Les réseaux souterrains à 60 et 100 kV donnent satisfaction. Dans les endroits très peuplés, dans les traversées de mers, et dans des conditions atmosphériques défavorables, seul le câble permet une transmission vraiment économique.

La transmission avec du courant continu à haute tension est très avantageuse, mais la construction des machines tournantes se heurte à de grandes difficultés techniques. La transmission à longue distance ne subira pas d'amélioration du fait de porter la fréquence à  $16\frac{2}{3}$  périodes par seconde.

*Rapport No. 191: Die Beseitigung von Rauhreif- und Eisbildungen auf Hochspannungsfreileitungen (Österreich)*  
Ing. J. Schlögl

L'auteur décrit des ruptures de conducteurs et de pylônes sur la ligne Partenstein-Gresten, dues à une charge de pesanteur exagérée produite par la glace. Pour éviter de pareils accidents, il conseille d'échauffer les conducteurs, disconnectés à cet effet, et court-circuités d'un côté, cependant que de l'autre côté une génératrice leur fournit le courant nécessaire pour fondre la glace.

*Rapport No. 300: Hochspannung - Kraftübertragungsleitungen in der U.d.S.S.R. (Russland)*  
Prof. N. I. Suschkin

Le rapport décrit quelques particularités des lignes aériennes à 110 kV exécutées en Russie pendant ces dernières années. Afin de réduire les frais d'installation, on emploie, en outre des pylônes métalliques d'après les exemples allemands et américains, des mâts en bois, en forme de H. Afin de pouvoir couvrir de longues portées, jusque 225 m, les mâts sont composés de deux parties, l'une d'elles étant la souche enfoncée dans le sol, l'autre étant la partie supérieure, qui peut suivre la traction unilatérale résultant d'une rupture de fil. Pour décharger encore mieux les pylônes, dans ce cas, on emploie des serre-fils à glissement, qui fonctionnent aussi en cas de gel, ainsi que des essais l'ont montré, dès que la traction unilatérale dépasse environ 200 kg. Une expérience de 5 ans prouve en faveur de cette disposition.

*Rapport No. 320: Neue Konstruktionen von Kraftübertragungsleitungen (Russland)*  
Prof. N. I. Suschkin und Prof. A. A. Glazunoff

Les auteurs rendent compte d'une manière étendue, des essais faits avec les pylônes en bois mentionnés dans le rapport précédent, en particulier avec les mâts dans lesquels la partie inférieure et supérieure sont réunies par des manchons. Ils comparent les différents genres de fixation des câbles, avec serre-fils ordinaires et serre-fils à glissement ou à roulement, au point de vue de la réduction de la traction unilatérale lors de la rupture de câble, en se basant sur le calcul et les résultats d'essai. L'usage de ces bornes spéciales combiné à celui des mâts en bois a donné lieu à une plus grande sûreté, bien que les frais soient moins élevés.

*Rapport No. 377: Glasisolatoren (Tschechoslowakei)*  
Prof. F. Niethammer

L'auteur recherche quelles sont les expériences déjà réalisées avec les différents isolateurs en verre, dans les installations à haute tension et à basse tension. L'auteur a exécuté des essais de laboratoire à 700 V avec des isolateurs en verre et en porcelaine, qui ont prouvé des propriétés électriques favorables pour le verre, cependant que sa résistance mécanique et thermique est moins élevée. L'auteur discute les principes dont il faut tenir compte avec les isolateurs en verre.

*Rapport No. 314: The Testing of Porcelain Insulators. Porosity of Insulating Porcelains (Russia)*  
Prof. P. A. Florensky and N. A. Tzerevitinov

Les auteurs soulignent l'importance de la porosité sur les propriétés mécaniques et électriques de la porcelaine pour isolateurs. Ce n'est pas tant le nombre que la grandeur et la forme des pores qui importe au point de vue des propriétés électriques, aussi faut-il considérer ce point de vue lorsqu'on doit évaluer des isolateurs. De nombreux essais

comparatifs ont montré que les différents procédés de détermination de la porosité ne donnent pas les mêmes résultats. De bons résultats sont fournis par des microphotographies de la cassure de la porcelaine. Combinées à d'autres méthodes, elles ont fourni la possibilité de déterminer les formes fondamentales de la structure microscopique des porcelaines pour isolateurs.

### Développement

*Dans les domaines limitrophes techniques et économiques (voir rapports No. 268, 97, 36)*

On a déjà réalisé en partie la fusion de grands districts de distribution, et on continue à agir en ce sens. Conjointement à cette tendance, il y a de nombreuses questions spéciales, soit de nature juridique, soit de nature économique ou technique, dont s'occupent de nombreux rapports. On a réalisé une pareille exploitation dans un territoire d'environ 400.000 km<sup>2</sup> comprenant plusieurs Etats du sud-est des Etats-Unis. En Angleterre, l'exploitation commune est en voie d'exécution sous le contrôle de l'état. En Allemagne, la collaboration s'annonce sur des bases surtout privées. On accorde une grande attention aux considérations juridiques. En Amérique, on crée un consortium comprenant toutes les compagnies, mais leur laissant leur autonomie, et leur permettant ainsi de faire des contrats entr'elles. La répartition de la charge se fait sous le contrôle de deux distributeurs de charge principaux, dont l'action est combinée à celle des distributeurs des différents réseaux. Les projets allemands se basent sur des principes analogues. Cependant la fusion n'est pas encore suffisamment réalisée pour qu'il ait été nécessaire de recourir aux mesures mentionnées. Mais on s'attend à devoir bientôt les prendre sérieusement en considération. A côté des règles à observer pour des raisons techniques lorsqu'on fait un contrat d'échange de courant, et à côté de l'organisation administrative de la répartition des charges, les moyens techniques employés pour les réaliser, par exemple la téléphonie, la mesure à distance, le réglage et la commande à distance jouent un rôle important.

*Dans le domaine des problèmes généraux de la transmission de force (voir rapports No. 265, 39, 188, 267, 294, 37)*

On a fait des progrès importants dans le domaine de la connaissance des puissances-limites des lignes de grande longueur et à haute tension, et de la stabilité des centrales et stations de compensateurs de phase connectées à une pareille ligne. On a reconnu que la compensation de la puissance réactive par des génératrices de courant déwatté situées à des distances convenables, pas trop grandes, est une condition indispensable pour la transmission de grandes quantités d'énergie. Cette nécessité de compenser la puissance réactive est d'ailleurs identique à celle de maintenir en des points de base une tension constante. Les conditions des perturbations déterminent jusqu'à quel point on peut s'approcher des puissances-limites transmissibles en service normal. Ici, il y a une différence essentielle entre le cas de la mise directe à la terre du point

neutre et le cas de la compensation par bobines de mise à la terre, vu que l'accident le plus fréquent, la mise à la terre du circuit est sans danger pour la stabilité d'un réseau compensé. On attend une amélioration, en premier lieu d'un dispositif sélectif de protection à action rapide, combiné à des interrupteurs rapides dans des réseaux mis à la terre, et ensuite de la surexcitation rapide.

Pour la transmission sur tronçons relativement courts, (en comparaison avec les distances pour lesquelles les phénomènes de stabilité jouent un rôle principal) en particulier dans des régions très peuplées, lorsqu'on doit franchir des eaux, on s'attend à voir substituer aux lignes aériennes des câbles souterrains, qui présentent une plus grande sécurité.

*Dans le domaine de la construction des lignes* (voir rapports No. 38, 37, 191, 300, 320, 377, 314)

On abandonne de plus en plus la disposition des conducteurs les uns au-dessus des autres, dans la construction des lignes aériennes, pour les disposer en une ou deux nappes horizontales, ce qui les protège mieux contre des contacts accidentels. L'emploi de traverses mobiles et de serre-fils à glissement permet, à sécurité égale, de réduire le prix des mâts et de rendre les fondations et le montage des mâts de support plus économiques. Dans des pays très boisés, on emploie en outre des mâts en bois pour les lignes à haute tension, et on les adapte, par une construction convenable, aux exigences qu'ils doivent satisfaire. Par une meilleure construction des câbles, en particulier pour éviter les efforts de torsion, on tend vers une augmentation de leur charge admissible et la sécurité du service est augmentée de ce fait. On espère éviter les dangers provenant des oscillations des câbles et des ruptures de torons, par le perfectionnement des armatures, et, éventuellement, par des dispositifs amortisseurs. Le danger dû à des surcharges de glace est combattu par le chauffage des fils.

On a fait de grands progrès dans le domaine de l'isolation. Des matières nouvelles pour la construction des isolateurs en porcelaine, l'étude microphotographique de leur structure, des méthodes perfectionnées de construction et des formes convenables ont conduit d'une part à une grande résistance électrique et mécanique, d'autre part il en est résulté la possibilité de faire des pièces plus grandes, en particulier des grands isolateurs d'une seule pièce. On s'efforce de rendre les isolateurs capables de résister aux plus grands efforts, en particulier en ce qui concerne les orages.

Les progrès réalisés dans la connaissance des matériaux ont permis d'augmenter la charge spécifique de la matière isolante employée pour les câbles. Par l'amélioration de la fabrication des câbles Höchstädter (câbles à conducteurs simples avec couverture métallique et câbles à triple enveloppe, câbles à conducteur unique avec matière imprégnante fluide), on est parvenu à étendre le champ d'emploi des câbles à haute tension. On semble cependant s'approcher de la charge admissible maximale compatible avec une isolation en papier imprégné, ce qui rend très désirable le développement de matériaux isolants supérieurs. Le placement mécanique des câbles devient de plus en plus général, d'où une économie

et une sécurité plus grandes. On remplace de plus en plus l'armature métallique par un meilleur recouvrement des câbles posés et en donnant au recouvrement une capacité de charge très élevée.

*Dans le domaine des moyens employés pour assurer la sécurité du service*  
(voir rapports No. 97, 36, 39, 188, 267)

Le problème principal dans toutes les villes est sans contredit celui des courts-circuits. On tâche de le résoudre par une structure géométrique convenable des réseaux et par l'emploi de selfs limitant le courant de court-circuit.

En ce qui concerne la protection des transformateurs de centrales, on s'attache particulièrement à prévoir un système de protection pour la mise à la terre des génératrices. Le décrochage désagréable des commutatrices a donné lieu à des dispositions spéciales. Un système à relais fait en sorte que peu de temps avant la mise hors service, la commutatrice est déconnectée, et d'autres dispositifs la remettent automatiquement dans le circuit en peu de temps, dès que le voltage a repris une valeur suffisante.

La bobine de mise à la terre est devenue d'une grande importance, surtout dans le cas de lignes aériennes. La technique allemande présente dans ce cas une solution individuelle issue de l'expérience, qui rend la mise à la terre inoffensive et qui a exercé une influence considérable sur le développement de la protection sélective. On a exécuté les bobines de mise à la terre de grande puissance pour réseaux à très haute tension de façon à les rendre réglables sous charge. Ceci est très utile dans le cas de la mise à la terre double, lorsque le système de protection sélectif déconnecte l'une des mises à la terre, et change donc les conditions de compensation de celle qui reste. En relation avec ceci, on a développé différentes dispositions permettant de mesurer et de contrôler continuellement l'état de compensation du réseau. Finalement, on a encore fait usage de la bobine de self pour découpler deux conducteurs mis à la terre exerçant l'un sur l'autre une influence électrostatique. Dans des réseaux à câbles souterrains de grandeur ordinaire, la bobine de mise à terre a, pour les mêmes raisons, une importance aussi grande que dans les réseaux aériens. On les emploie aussi dans de très grands réseaux souterrains. Ceci permet de gagner suffisamment de temps pour que le système de protection sélectif des mises à terre puisse agir avant que la mise à la terre ne dégénère en un court-circuit, avec toutes les conséquences qui en découlent.

En Allemagne, on a développé et perfectionné le dispositif de protection sélective contre les mises à la terre, dépendant des distances. En Amérique, l'automatic network system s'est beaucoup développé dans les réseaux urbains; un système de câbles à haute tension, rayonnant dans toutes les directions, alimente un réseau de distribution à basse tension. Tout trouble du réseau à basse tension est déconnecté automatiquement, par la combustion dans la place même du défaut; des relais à retour d'énergie se chargent de déconnecter lors de perturbations se produisant sur les câbles à haute tension.

On est parvenu à créer des dispositifs satisfaisants et suffisamment efficaces pour protéger les circuits à haute tension contre des surtensions.

### Propositions de discussion

1. Est-il possible de réaliser une collaboration systématique, avec échange d'énergie électrique, entre des réseaux réunis, avec interconnexions multiples, et dépendant cependant d'entreprises différentes ? Quelles en sont les conditions juridiques, administratives et techniques ?

2. Quelles sont les conséquences pour les systèmes de transmission de grande puissance en ce qui concerne leur stabilité et leurs dispositifs de protection si l'on passe de la mise à la terre du point neutre à la compensation des courants de mise à terre ? Est-ce que les procédés employés ou projetés dans des réseaux mis à la terre en vue de l'amélioration de leur stabilité sont aussi désirables dans des réseaux compensés ?

3. Est-ce que tous les générateurs de courant déwatté sont de même valeur pour réaliser une exploitation à tension constante (Système Baum) dans de très longues lignes ?

4. Quels sont les principes les plus importants pour la construction des supports de lignes à haute tension (en y comprenant la disposition des conducteurs) ? Quels sont les moyens que l'on peut employer pour prévenir les ruptures dues aux mouvements pendulaires, et quelle est leur efficacité ?

5. Peut-on s'attendre à voir reculer encore les limites de tension et de puissance qui sont actuellement imposées aux câbles souterrains ?

6. Quels sont les principes les plus importants au point de vue de la sécurité de l'exploitation pour la configuration des réseaux à courant alternatif et pour le choix des dispositifs de protection ? Quelles sont les solutions particulières qui s'indiquent pour les réseaux souterrains des grandes villes ? Quelle est l'influence de la mise à la terre ou de la compensation des courants de mise à la terre sur la structure et l'exploitation de réseaux à haute tension ?

## Diskussionsbericht

# Energieübertragung und Energiefluß in einfach und mehrfach gekoppelten Netzen

*Prof. Dr.-Ing. W. Petersen*

An der Diskussion nahmen die folgenden 32 Herren teil:

- Allen, N. A.*, Dr., Cable Eng., Standard Telephones & Cables Ltd., London E 16.  
*Bay, C. H.*, Obering., Berlin-Waidmannslust, Dianastr. 51.  
*Bell, Ch.*, Ber. Ing., Soc. Gén. de la Force et Lumière à Grenoble, Genf, 7 Rue du Mont Blanc.  
*Bilfinger, F. W.*, Dr., Aluminium Ltd., Genf, 59 Rue de Stand.  
*Burger, O.*, Obering., Siemens-Schuckert-Werke A. G., Berlin-Charlottenburg, Spandauer Str. 20.  
*Donkin, S. B.*, Cons. Eng., Kennedy & Donkin, London SW 1, Broadway Court, 8 Broadway.  
*Draeger, K.*, Dr. Ing., Dir., Porzellanfabrik Ph. Rosenthal, Selb/Bayern.  
*Dürler, W.*, Oberelektroing., Rhätische Bahn, Chur.  
*Fallou, J.*, Ing. Cons., Union d'Electricité, Paris, 3 Rue de Messine.  
*Haidegger, E.*, Dipl.-Ing., Kgl. ung. Oberbergrat, Dir., Ungar. Elektrotechn.-Verein, Budapest V, Akademia utca 9.  
*Hoffmann, G.*, Ing., Motor Columbus A. G., Baden/Schweiz.  
*Kirch, E.*, Dr.-Ing., Obering., AEG.-Kabelwerk, Berlin-Oberschöneweide, Rödernstraße 11.  
*zur Megede, W.*, Dr.-Ing., Obering., Siemens-Schuckert-Werke A. G., Berlin-Charlottenburg, Fridericiastr. 7.  
*Mestermann, R.*, Dipl.-Ing., Siemens-Schuckert-Werke A. G., Berlin-Siemensstadt.  
*Neustätter, M.*, Dipl.-Ing., Betr.-Dir., Elektrowerke A. G., Berlin W 62, Kurfürstenstraße 112.  
*Piloty, H.*, Dr.-Ing., Obering., AEG., Berlin NW, Friedrich-Karl-Ufer 2.  
*Plechl, O.*, Ing., Öst. Brown Boveri-Werke A. G., Wien X, Gudrunstr. 187.  
*Rich, Th.*, Barrister and Techn. Writer for Electr. Times. Woldingham, Surry, Dibmarton Cottage.  
*Rüdenberg, R.*, Prof. Dr.-Ing., Chefelektriker, Siemens-Schuckert-Werke A. G., Berlin-Grünwald, Douglasstr. 18.  
*Rühle, E.*, Dr.-Ing., Betr.-Dir. u. Chefelektriker, Berl. Städt. El.-Werke A. G., Berlin-Friedenau, Bachestr. 3.  
*Schenkel, M.*, Dr.-Ing., Obering., Siemens-Schuckert-Werke A. G., Berlin-Charlottenburg, Soorstr. 86.  
*Schmitt, H.*, Dipl.-Ing., Obering., Ver. Aluminiumwerke A. G., Lautawerk/Lausitz, Pistorstr. 23.  
*Schrotke, F.*, Dr.-Ing., Dir., Siemens-Schuckert-Werke A. G., Berlin-Charlottenburg Windscheidstr. 39.  
*Smith, R. T.*, Cons. Eng., Highfield & Roger Smith, London S.W. 1, 36 Victoria Street.

*Stokvis, L. G.*, Dr.-Ing., Ing. Cons., Comp. d'Electricité Paris, Paris, 42 Avenue de la Bourdonnais.

*Szilás, O.*, Dr.-Ing., Baurat, Fabr.-Dir., A. G. für Kraftübertragung u. Beleuchtung, Budapest VI, Vörösmarty-u. 67.

*Taccani, A.*, Ing., Milano, Via Cernaia 11.

*Thoma, H.*, Dr.-Ing., Prof., Techn. Hochschule Karlsruhe, Karlsruhe, Bachstr. 9.

*Velander, St.*, Prof., Kgl. Techn. Hochschule, Stockholm, Valhallavägen 130.

*von Wiarda, E.*, Dipl.-Ing., Obering., Berl. Städt. El.-Werke A. G., Berlin-Wilmersdorf, Babelsbergerstr. 18.

*Zukerman, K. M.*, Dipl.-Ing., Obering., AEG., Berlin NW, Friedrich-Karl-Ufer 2.

Der folgende Diskussionsbericht hält sich an die Vorschläge des Generalberichts. Die sich nicht auf diese beziehenden Diskussionsbeiträge sind nach Möglichkeit sachlich eingeordnet.

*Diskussionsvorschlag 1:* Leistungsaustausch in mehrfach gekuppelten, getrennten Verwaltungen unterstehenden Netzen. (Vgl. die Berichte Nr. 268, 97, 36.)

Zu dem Diskussionsvorschlag selbst nimmt kein Redner Stellung. Über bei der Fernregelung von Kraftwerken, speziell beim Achensee-werk, gemachte Erfahrungen berichtet *Plechl*-Österreich. In einfach gekuppelten Netzen geht der Leistungsaustausch ohne Schwierigkeiten vonstatten, dagegen treten in mehrfach gekuppelten Netzen Komplikationen auf. Der Redner macht einen speziellen, praktisch allerdings noch unerprobten Vorschlag, von welchem er sich eine Verringerung der sonst auftretenden Schwierigkeiten verspricht. *Donkin*-England stellt im Zusammenhang mit dem im Bericht 268 geschilderten amerikanischen Netz einige Fragen, die beim Vollausbau des englischen 132-kV-Netzes gelöst werden müssen. Es handelt sich dabei um die Begrenzung der Kurzschlußleistung durch Öffnen von Verbindungsleitungen, um Stabilitätsfragen, um die Lastverteilung, schließlich um die Frequenzhaltung. *Taccani*-Italien berichtet über den Aufbau des italienischen Netzes. Das sich über die Halbinsel erstreckende Netz ist vollkommen gekuppelt und wird von 5 privatwirtschaftlichen Unternehmungen unterhalten. Der Leistungsaustausch zwischen den einzelnen Gebieten ist sehr gering. Wegen der verschiedenen Frequenzen (42, 46 und 50 Per/s) sind an den Stoßstellen der Netze Periodenumformerwerke aufgestellt, die gleichzeitig mit als Phasenschieber verwendet werden.

*Diskussionsvorschlag 2:* Übergang von Erdung zur Erdschlußkompensation in Großkraftübertragungen, Einfluß auf Stabilität, Schutz-einrichtungen. (Vgl. die Berichte Nr. 36, 39, 265.)

Zum Diskussionsvorschlag selbst nehmen *Piloty*, *Rüdenberg* und *Zukerman* Stellung. *Piloty*-Deutschland weist darauf hin, daß vom Standpunkt der Erdschlußkompensation aus die Berechtigung einer Reihe von Maßnahmen, die in großen geerdeten Netzen üblich sind, einer kritischen Beurteilung unterzogen werden müsse. Die Anwendung des überdimensionierten und mit Stoßerregung versehenen Phasenschiebers



sei überflüssig und unwirtschaftlich, vielleicht sogar schädlich (überdimensioniert = größer als es die Verhältnisse des normalen Betriebs erfordern). Der Hauptgesichtspunkt falle fort, die Bekämpfung der stabilitätsstörenden Auswirkungen des Erdschlusses. Ob gegenüber mehrphasigen Kurzschlüssen auf der Großkraft-Übertragungsleitung selbst durch den überdimensionierten Phasenschieber ein merklicher praktischer Effekt erzielt werde, sei zweifelhaft. Die Auswirkung mehrphasiger Störungen in Sekundärnetzen könne nach den bisherigen Erfahrungen außer Betracht gelassen werden.

Auch wenn man die genannten Zweifel als unberechtigt ansehe, den überdimensionierten Phasenschieber also nicht verwerfe, bleibe noch in kompensierten Netzen die Zweckmäßigkeit der Stoßerregung zweifelhaft. Entweder sei der Phasenschieber infolge zu geringer Größe trotz der Stoßerregung nicht in der Lage, die von der hier allein zu berücksichtigenden mehrphasigen Störung hervorgerufene Spannungsabsenkung auszuregulieren oder es sei der von der Stoßerregung beseitigbare Störereffekt bei genügender Größe des Phasenschiebers zu klein, um die hohen Kosten und die Inkaufnahme der nachteiligen Wirkungen der Stoßerregung (Erhöhung der Kurzschlußbeanspruchungen) zu rechtfertigen.

Die im Kampf gegen die Stabilitätsstörungen in geerdeten Netzen ferner angewendete bzw. erstrebte Schnellabschaltung habe für kompensierte Netze infolge der verhältnismäßig großen Seltenheit mehrphasiger Störungen nicht dieselbe Bedeutung. Es sei daher vor dem Vorliegen weiterer Erfahrungen kein Grund dafür zu erblicken, in kompensierten Netzen den bewährten Selektivschutz mit distanzabhängiger Zeitstaffelung zu verlassen. So lange man sich aber hierzu nicht entschließe, habe auch die Anwendung besonderer Schnellschalter keinen Zweck.

*Rüdenberg*-Deutschland berichtet über Versuche mit Erdschlußlöschern bei Spannungen von 5 bis 100 kV. Die Brenndauer des Erdschlußlichtbogens ist bei guter Abstimmung und einem Reststrom von 5 A ungefähr  $\frac{1}{10}$  s, bei schlechterer Abstimmung (Reststrom 30 A) ungefähr 3 s. Die Zeiten sind Maximalwerte. Gleichgültig für diese Zeiten ist die Art des Reststromes, ob kapazitiv oder induktiv.

*Zukerman*-Deutschland weist auf die jahrelangen günstigen Betriebserfahrungen mit Erdschlußspulen hin und zeigt an Hand von zwei interessanten Beispielen die außerordentlich günstige Wirkung der Erdschlußkompensation. In einem großen ausgedehnten 100-kV-Netz verursachte von 9 Erdschlüssen nur einer eine Stromabschaltung, während des nicht-kompensierten Betriebes erfolgten bei 8 Erdschlüssen 7 Abschaltungen. 90% aller Erdschlüsse gehen in kompensierten Netzen spurlos an der Anlage vorüber. Zukerman erwähnt weiter, daß auch das Ausland zur deutschen Praxis der Erdschlußkompensation übergeht. Japan z. B. rüstet seine Übertragungsanlagen mit derartigen Einrichtungen aus, obwohl dort die direkte Erdung bisher üblich war. Von Interesse ist, daß die Anschaffungskosten nur 1 bis 2% der Leitungskosten betragen.

*Szilas*-Ungarn gibt der Meinung Ausdruck, daß die Erdschlußkompensation in Mittelspannungsnetzen sehr gut anwendbar sei, jedoch fürchtet

er, daß bei Höchstspannungen infolge der immer schwieriger werden den Kompensation der Erdschlußlichtbogen nicht mehr zum Verlöschen kommt. Er vertritt den Standpunkt, daß es eine obere Grenze der Erdschlußkompensation gäbe und empfiehlt darüber direkte Erdung und ein sicher arbeitendes Schutzsystem.

*Diskussionsvorschlag 3:* Gleichwertigkeit der Blindleistungserzeuger beim Konstantspannungsbetrieb. (Vgl. die Berichte Nr. 265, 39.)

*Piloty* und *Schenkel*-Deutschland befassen sich mit dem Vorschläge und kommen zu dem Ergebnis, daß sowohl die Synchron- wie auch die Asynchronmaschine für die Konstanthaltung der Spannung an den einzelnen Netzstützpunkten möglich sei.

*Piloty* gibt jedoch der Synchronmaschine den Vorzug. Die Spannung an den Stützpunkten müsse auch bei rasch veränderlichen Vorgängen (Pendelungen) gehalten werden. Der zu diesem Zweck einzusetzende Blindleistungserzeuger erhalte daher zweckmäßig fremderregten Charakter, der am leichtesten und einfachsten durch die Synchronmaschine erzielt werden könne.

*Schenkel* vertritt die Ansicht, daß man auch mit der Asynchronmaschine mit Wechselstromerregung eine gute Spannungsregulierung erreichen könne. Er ist sogar der Meinung, daß die Asynchronmaschine, mit einigen Spezialschaltungen versehen, der Synchronmaschine vorzuziehen sei. Es sei so möglich, der Asynchronmaschine ebenfalls die Eigenschaft der Synchronmaschine zu verleihen, sich bei völligem Kurzschluß selbst zu erregen und dann noch Blindstrom zu liefern.

An dieser Stelle sind die Beiträge zu den Berichten Nr. 294, 188 angeführt, die zu keinem der Diskussionsvorschläge Stellung nehmen, sich aber hier sinngemäß einfügen.

*zur Megede*-Deutschland bespricht die bei der Projektierung von Freileitungen einzusetzenden Leistungsverluste und deren Anwachsen innerhalb einer 15jährigen Periode. Bei Planung wird mit ca. 10 % gerechnet. Infolge der Steigerung der zu übertragenden Leistung dürfen die Verluste bis zu 30 % erreichen, was dann noch durchaus als wirtschaftlich anzusehen ist. Er gibt der Meinung Ausdruck, daß man beim Projektieren von Hochspannungsleitungen mit konstanter Leistungsübertragung höhere Leistungsverluste zulassen dürfe, als bisher üblich war.

*Haidegger*-Ungarn hebt hervor, daß der Bericht 294 von Szilas alle in Frage kommenden Probleme der Wirtschaftlichkeitsberechnung von Freileitungen erfaßt und weist auf die Bedeutung der Rentabilitätsrechnung über eine größere Zeitperiode hin.

*Stokvis* und *Fallow*-Frankreich begrüßen es, daß im Bericht 188 von Oberdorfer auf die Wichtigkeit der Rechnung mit symmetrischen Komponenten hingewiesen wird und berichten über eigene, frühere Benutzung dieser Methode.

*Diskussionsvorschlag 4:* Gesichtspunkte für Mastkonstruktionen in Hochspannungsfreileitungen, Hilfsmittel gegen Schwingungsbrüche. (Vgl. Berichte Nr. 38, 198, 300, 314, 320, 377.)

Über die Probleme des Freileitungsbaues fand eine äußerst rege Diskussion statt. Zur Frage der maßgebenden Punkte für die Mastkonstruktionen äußert sich *Bay-Deutschland*. Bodenerwerbskosten beeinflussen die Fundierung und die Ausbildung des Mastfußes, schließlich auch die Leiteranordnung, wenn das überspannte Gelände erworben werden muß. Die Gefahr des Zusammenschlagens der Leiterseile mit Rücksicht auf Rauhreif ist mitbestimmend für Leiteranordnung und Masthöhe. Zur Erhöhung der Betriebssicherheit findet die Anordnung der Seile in einer Ebene immer mehr Verwendung, vor allem in Gebieten mit Rauhreifgefahr. Material-, Transport- und Montagekosten sind hierbei am geringsten, wenn man durch Anwendung von schwenkbaren Traversen die Tragmaste von der Torsionsbeanspruchung (bei Seilbruch) entlastet. Zum Schluß weist *Bay* darauf hin, daß die vorgeschriebene Berechnungsmethode auf die gesamte Mastkonstruktion von Einfluß ist und hebt hervor, daß es von großer Wichtigkeit sei, einheitliche Berechnungsmethoden und Berechnungsgrundlagen zu schaffen.

*Rich*-England befürwortet die Mastkonstruktion mit Schwenktraversen und empfiehlt sie ihrer Vorteile, besonders des geringen Gewichts wegen zur Einführung auch in England.

*Bilfinger*-Schweiz gibt einen Überblick über den Aufbau amerikanischer Freileitungen. Während in Europa aus wirtschaftlichen Gründen (Bodenerwerbskosten usw.) Maste mit schmaler Basis gebaut werden, werden sie in Amerika auf breiter Basis mit aufgelösten Fundamenten mit größtem Sicherheitsgrad ausgeführt. Dafür werde am Leitermaterial, Verwendung von Stahlaluminiumseilen, gespart. Auslöse- und Rutschklemmen werden bei verschiedenen Leitungen verwendet, jedoch hat dies auf Dimensionierung der Tragmaste keinen Einfluß. Die Erfahrungen, die mit solchen Klemmen gemacht wurden, sind nicht überaus günstig; Seilbeschädigungen setzen ihre vorteilhafte Wirkung herab. *Bilfinger* berichtet weiter über zwei Lösungen zur Leitungs-Schwingungs-Dämpfung, einer, bei der kurze Seilstücke mit Gewichten in der Nähe der Tragklemmen an das Freileitungsseil gehängt werden, einer anderen, bei der verjüngte Aluminiumdrähte im Aufhängepunkt um das Seil verdreht werden. Die Erfahrungen mit den Dämpfungsanordnungen sollen gut sein.

*Szilas*-Ungarn übt Kritik an den vom VDE aufgestellten Berechnungsformeln für Starkstromfreileitungen. Die Berechnung sei für die ihr zugrunde liegenden Erfahrungswerte viel zu genau. Er empfiehlt die Aufstellung von Faustformeln.

Das Problem der Schwingungsbekämpfung beschäftigt z. Zt. in hohem Maße den Freileitungsbau. *Rüdenberg*-Deutschland gibt ergänzend zu den oben angeführten und im Bericht 38 mitgeteilten Lösungsmöglichkeiten eine Reihe weiterer an und berichtet über Versuche, die ergaben, daß durch Dämpfungseinrichtungen die Seilfestigkeit von 2 bis 5 Mill. Schwingungen auf über 100 Mill. gesteigert wurde.

Von besonderem Vorteil sind federnde Dämpfungseinrichtungen, die mit Reibung oder besser mit pneumatischer Dämpfung arbeiten. Der Vorteil der letztgenannten besteht besonders darin, daß sie nach-

träglich an den Freileitungen angebracht werden können. *Rüdenberg* glaubt, daß durch die Dämpfungsmaßnahmen die Freileitungsschwingungen einen großen Teil ihrer Gefahr verloren haben.

Eine weitere Methode gibt *Schmitt-Deutschland* an. Unterhalb der Tragklemme werden von einem Fixpunkt zwei verschieden starke Federn nach dem ankommenden und weiterlaufenden Seil gespannt; dadurch wird die Schwingung gestört. Er fordert weiter die Erhöhung der Schwingungsfestigkeit der Leitungswerkstoffe.

Schließlich berichtet *Thoma-Deutschland* über interessante Laboratoriumsversuche mit einer neuartigen Dämpfung.

Freileitungsisolatoren. (Vgl. Berichte Nr. 38, 39, 377, 134.)

*Hoffmann-Schweiz* und *Draeger-Deutschland* nehmen zu der im Bericht 39 zum Ausdruck gebrachten Meinung, daß Doppelkappen- bzw. Motorisolatoren über 100 kV nicht verwendet würden, Stellung und berichten, daß in der Schweiz mehrere 150 kV-Leitungen mit derartigen Isolatoren ausgerüstet und mit bestem Erfolg in Betrieb seien. Die bemängelte mechanische Festigkeit sei durchaus zureichend und betrage 8 bis 10 t, bei besonders beanspruchten Einfach-Abspannketten 14 t. *Draeger* berichtet dann über die Verschmutzungsgefahr in den Gegenden, in denen viel mit Kunstdünger gearbeitet wird, an der Meeresküste, in Industriegebieten. Es bilden sich dort auf den Isolatoren Niederschläge, die die Leitfähigkeit erhöhen und zum Überschlag oder zu großen Leckströmen führen. Nach seiner Meinung ist die Gefahr der Störungen durch Verschmutzung heute schon größer als die durch Überspannungen.

Über Glasisolatoren berichten *Dürler-Schweiz* und *Draeger-Deutschland*. *Dürler* gibt ein Bild über die Erfahrungen, die mit Glasisolatoren bei der Fahrdrahtaufhängung der Rhätischen Bahn gemacht worden sind. Die Isolatoren sind 10 Jahre zur vollsten Zufriedenheit im Dienst. Der höhere Preis der Glasisolatoren führte allerdings wieder zur Montage von Porzellanisolatoren. *Draeger* zieht Vergleiche zwischen Glas- und Porzellanisolatoren und kommt zu dem Ergebnis, daß die elektrische Festigkeit bei den Glasisolatoren teils etwas besser ist. Bei mechanischer Beanspruchung sind die Porzellanisolatoren den Glasisolatoren weit überlegen. *Velander-Schweden* warnt davor, daß man den im Bericht Nr. 314 angegebenen Porositätsprüfungen zu großes Gewicht beilegt.

*Diskussionsvorschlag 5:* Kabelfragen, Aufbau, Erhöhung der Spannung und der Übertragungsleistung. (Vgl. die Berichte Nr. 37, 39.)

Fünf Diskussionsredner beschäftigen sich mit dem konstruktiven Kabelaufbau. *Schrottke-Deutschland* weist auf die große Bedeutung der Ölkabel hin und erwähnt, daß sie als Einleiterkabel bis 200 kV ausführbar seien. Sie seien in allen ihren Teilen sowohl bezüglich der elektrischen Festigkeit wie auch bezüglich des mechanischen Druckes der Berechnung zugänglich. Er betont besonders das ungehinderte Ausdehnen und Zusammenziehen der Tränkmasse. Die Befürchtung, daß sich Schwierigkeiten bei der Herstellung und Verlegung, Komplikationen bei der Betriebsführung einstellen würden, sei durch praktische Er-

fahrungen widerlegt worden. Die Dauerdurchschlagfestigkeit lasse im Laufe der Zeit nicht nach. *Schrottke* wendet sich dann gegen die Bewertung des Kabels nach Betriebsspannung und Querschnitt und verlangt eine Bewertung nach der Durchgangsleistung in kVA, wie es bei Maschinen und Transformatoren der Fall ist.

*Allen-England* teilt mit, daß in England dreiphasige Kabel bisher nur bis 35 kV verwendet wurden. Versuchsweise steht seit 1928 ein dreiphasiges H-Kabel für 66 kV in Betrieb und arbeitet zur vollsten Zufriedenheit. Die Daten des Kabels und die Meßergebnisse bei 66 und 132 kV werden mitgeteilt. Der Leistungsfaktor blieb hierbei konstant.

*Kirch-Deutschland* berichtet ergänzend zum Bericht 37 von *Ludin* über Kurzschlußströme in Kabeln und deren thermische Wirkung. Die zulässige Höchsterwärmung solle nicht, wie es in dem Bericht angegeben ist, starr mit 200° C, sondern der Betriebsspannung entsprechend angegeben werden. Nach einem gleich starken Kurzschluß sei zwar die mittlere Erwärmung beim Höchstspannungskabel kleiner als beim Niederspannungskabel. Die Beeinflussung des Dielektrikums, Bewegung des Trängutes bei Erwärmung und damit verbunden die Gefahr der Hohlraumbildung erfordere bei höheren Spannungen jedoch größere Beachtung. Er empfiehlt, die angegebene Kurzschlußerwärmung nur auf Niederspannungskabel zu beziehen und als Umrechnungsbasis für höhere Spannungen zu verwenden, und zwar so, daß die zulässige Erwärmung mit zunehmender Spannung fällt, z. B. bei 60 kV auf 120°.

*Thoma-Deutschland* gibt einen Beitrag zur Durchschlagfestigkeit von Isoliermaterialien. Er hat bei normalem ölgetränktem Papier bis zu 100 kV/mm erreicht. Die jetzt von der Kabeltechnik zugrunde gelegten geringeren Werte seien auf Luft-, Gas- und Wassereinflüsse zurückzuführen. Das Problem der Beschaffung elektrisch hoch beanspruchter Kabelisoliermaterialien sei also nicht unbedingt eine eigentliche Materialfrage, sondern eine Frage der zweckentsprechenden Handhabung des Materials im Fabrikationsprozeß und seiner späteren richtigen Anwendung, damit diese Inhomogenitäten vermieden werden.

*von Wiarda-Deutschland* bringt eine interessante Mitteilung über Kabelfehler, die stets im Winter auftraten, und deren Ursache. Verlustmessungen, die während des Betriebes an Kabelstrecken nach einer von der Bewag durchgebildeten Methode ausgeführt wurden, zeigten, daß die Verlustkurve in sehr starkem Maße temperaturabhängig ist und im Winter bedeutend schlechter als im Sommer verlief. Er empfiehlt, bei der Kabelfabrikation Verlustkurven auch bei niedrigen Temperaturen nach vorheriger Erwärmung aufzunehmen. Bei einem einwandfreien Verlauf derselben dürften die Winterfehler nicht mehr auftreten. Weiterhin berichtet er, daß die Kabel bei der Bewag während des Betriebes laufend gemessen werden, um schadhafte Stellen herauszufinden und abzusuchen. Die Betriebsicherheit läßt sich nach seinen Erfahrungen dadurch außerordentlich erhöhen.

Zu dem allgemeinen Problem, Steigerung der übertragbaren Leistung durch Verwendung von hochgespanntem Gleichstrom, äußern sich *Smith-England*, *Belli-Schweiz* und *Burger-Deutschland*.

*Smith* berichtet über Versuche mit einer Gleichstromübertragung über 48 km mit einer Spannung von 120 kV. Bei Benutzung der Erde als Rückleiter ließen sich nahezu 50 000 kW übertragen bei einem Spannungsabfall von 5%. Die Leitung ist teils als Kabel, teils als Freileitung ausgeführt. *Smith* gibt der Meinung Ausdruck, daß bei Verwendung von Gleichstrom das ölgefüllte Kabel mit der Freileitung in Konkurrenz treten kann. *Belli* berichtet über die 220 km lange 100 kV-Gleichstromübertragung von Moutiers (franz. Alpen) nach Lyon, die mit konstantem Strom von 150 A betrieben wird. Die Leitung ist zum größten Teil als Freileitung ausgeführt, 50 km sind verkabelt. Die Erzeugung der Hochspannung erfolgt nach dem System Thury. Der Redner weist darauf hin, daß die Anlage zur vollen Zufriedenheit arbeitet und gibt der Meinung Ausdruck, daß dem System Thury keinerlei Schwerfälligkeit und Kompliziertheit anhafte. *Burger* hebt die Vorteile der Gleichstromübertragung hervor. Fortfall des Skineffektes, Verkleinerung der Koronaverluste, da die kritische Spannung um 41% höher liegt als bei Wechselstrom (Amplitudenwert), Fortfall der Ladeströme, große Stabilität der Energieübertragung.

Zu einem Kostenvergleich zwischen Kabel und Freileitung (Bericht Nr. 39 von Dahl) nimmt *Neustätter-Deutschland* Stellung. Nach seinen in der Praxis gemachten Erfahrungen erreicht die Stromdichte beim Kabel im günstigsten Fall diejenige, die den bei Freileitungen üblichen Werten entspricht, nicht jedoch, wie im Bericht angegeben, den 1,7fachen Wert. Der um das Doppelte größere Wechselstromwiderstand der Freileitung spielt deshalb kaum eine Rolle, weil die Übertragung auf weite Entfernung mit  $\cos \varphi = 1$  erfolgt. Bei einem Vergleich der Lebensdauer Kabel—Freileitung kommt *Neustätter* nach Berücksichtigung einiger wesentlicher Punkte zu dem Schluß, daß in dieser Richtung beide als gleichwertig zu betrachten sind. Die im Bericht angegebenen Verhältniszahlen der Unterhaltungskosten zu den Anlagekosten entsprächen, was die Freileitungen anlangt, nicht ganz den Erfahrungen der Praxis. Nach Erfahrungen in dem großen 100 kV-Netz der Elektrowerke ist dieser Betrag nur 1,5% gegenüber dem von Dahl mit 4% angegebenen. Zusammenfassend sei zu sagen, daß heute die Freileitung dem Kabel unbedingt noch vorzuziehen ist. Es bedürfe noch angestrengtester Arbeit der Kabelindustrie, bis das Kabel für Höchstspannungen und Übertragungen auf lange Strecken zu einem ernsthaften Konkurrenten der Freileitung werde.

*Diskussionsvorschlag 6:* Betriebssicherheit in Wechselstromversorgungsnetzen, Auswahl der Schutzsysteme, Kabelnetze in großen Städten, Erdung und Erdschlußkompensation. (Vgl. die Berichte Nr. 267, 97.)

Zum Aufbau der Kabelnetze in großen Städten nehmen *Szilas-Ungarn* und *Mestermann-Deutschland* Stellung. *Szilas* spricht kritisch über das sekundär vermaschte Netz. Der Ausfall eines Zuleitung-Hochspannungskabels könne leicht zu Überlastungen der übrigen Liefertransformatoren führen, deren Sicherungen oder Maximalschalter dann ebenfalls ausfallen könnten. Eine Überdimensionierung der Transforma-

toren als Gegenmittel bringe dagegen manchen Nachteil mit sich. Die Vermaschung und die Spannungsregelung hätten eine Erhöhung der Kurzschlußstromstärken zur Folge, die die Betriebssicherheit der Stromlieferung herabsetze. *Mestermann* befaßt sich mit der Frage des Abschaltens von Kabelfehlern in Niederspannungsnetzen. Es ist einmal möglich nach amerikanischem Vorbild, die Fehlerstelle im Kabel ausbrennen zu lassen. Das Ausbrennen der Kabel ist in den deutschen Netzen wegen der höheren Spannung, 380 V gegenüber 220 V in Amerika, nicht so einfach, da sich bei dieser Spannung der Kurzschluß von gewissen Grenzstromstärken ab, die sich nach Größe und Bauart des Kabels richten, nicht mehr selbsttätig abschaltet. Strombegrenzungsdröseln können diesen Grenzstrom allerdings auf die zulässige Höhe herabsetzen. Eine andere Möglichkeit besteht im Einbau von Hochleistungsicherungen, die — wie es durch Neuentwicklung in der letzten Zeit erreicht wurde — Ströme bis zu 35000 A sicher abschalten. Gleichzeitig müssen die Sicherungen über eine genügende Selektivität verfügen, so daß im Kurzschlußfall nur die Sicherungen des betroffenen Kabels abschmelzen und somit nur die an diesem kurzen Kabelstück liegenden Stromabnehmer spannungslos werden. Bei der Seltenheit von Fehlern im Niederspannungskabelnetz ist dies ohne weiteres in Kauf zu nehmen.

Zur Frage der direkten Erdung oder Erdschlußkompensation in Hochspannungsnetzen nimmt *Fallow*-Frankreich Stellung und erklärt, daß die Erdung immer den speziellen Bedingungen eines Netzes angepaßt sein müsse. Bei Freileitungsnetzen mit verhältnismäßig einfacher Leitungsführung, besonders bei radialen Verteilungsleitungen, bei denen jede Stromunterbrechung nach Möglichkeit vermieden werden müsse, sei Erdschlußkompensation unbedingt zu empfehlen. Dagegen hält er es für notwendig, in ausgedehnten städtischen Netzen ein schadhaftes Hochspannungsspeisekabel auf jede Weise so schnell wie nur irgend möglich abzuschalten. Eine selektive Schnellabschaltung müsse dafür sorgen, daß die gesunden Phasen nicht in Mitleidenschaft gezogen werden können. Um bei einphasigem Erdschluß gute Stabilitätsbedingungen zu erhalten, genüge es, zwischen Nullpunkt und Erde Widerstände oder Reaktanzen von geringem Widerstandswert einzuschalten. *Fallow* erwähnt als Beispiel die im Pariser 60 kV-Kabelnetz verwendeten Dröseln von 10 Ohm zwischen Nullpunkt und Erde. Über diese Dröseln fließe im Erdschlußfalle ein Strom von einigen tausend Amperes, den die Relais in weniger als  $\frac{7}{10}$  s abschalten.

Zu allen Einzelfragen des Diskussionsvorschlages 6 nimmt *Rühle*-Deutschland eingehend Stellung. Für den Grad der Betriebssicherheit eines Verteilungsnetzes ist die wirtschaftliche Bedeutung des Absatzgebietes maßgebend. Die notwendige Sicherheit erreicht man durch Reservestellung, durch zweiseitige Speisung des Netzes. Der Netzaufbau richtet sich ganz nach den lokalen Verhältnissen, nach Lage und Größe des Absatzgebietes. Die Sicherheit der Stromlieferung an die Abnehmer wird gewährleistet durch Strombegrenzungsdrösel, Erdungsdröseln, Spannungshaltung und zwangsläufige Verteilung von

Wirk- und Blindlast. *Rühle* wendet sich dann zu den Schutzmaßnahmen. Bei einfachen Radialnetzen genügt ein Überstromschutz mit unabhängiger Zeitverzögerung. Bei Verwendung von Fehlerschutzsystem (z. B. Differentialschutz) muß außerdem Überstromschutz vorgesehen werden. Bei vermaschten Netzen ist es zweckmäßig, Stromrichtungsrelais einzubauen. Die Charakteristiken der Schutzsysteme der einzelnen Spannungsstufen müssen im gegenseitigen Einklang stehen.

Bei erdschlußkompensierten Freileitungen sollen Erdschlußrelais den Erdschluß nur zur Anzeige bringen. Bei Kabelnetzen müssen sie den Erdschluß so abschalten, daß sich kein Kurzschluß ausbilden kann. Beim kompensierten Netz hat man den Vorteil, daß man leistungsgerechtere Relais verwenden kann, die nur von einer gewissen Größe des Reststromes an auslösen, so daß sich kein Kurzschluß mehr ausbilden kann.

Während in Netzen mit direkter Erdung oder Widerstandserdung bei jedem Erdschluß die Leitung abgeschaltet wird und störende Spannungsschwankungen auftreten, wird in Netzen mit Erdschlußkompensation erreicht, daß die Erdschlüsse den Betrieb nicht stören und daß die Zahl der Stromunterbrechungen und Spannungsabsenkungen wesentlich herabgesetzt wird.

### Gesamtergebnis der Diskussion

Die Hauptergebnisse der zu der Fachsitzung gehörenden Berichte sind in dem Abschnitt „Entwicklungslinien“ des Generalberichtes zusammengefaßt. Im folgenden sind diejenigen Ergänzungen und Berichtigungen enthalten, die auf Grund der Diskussion nachzutragen sind. Zur besseren Übersicht ist dieselbe Sacheinteilung wie in dem genannten Abschnitt verwendet.

#### *Auf dem technisch-wirtschaftlichen Grenzgebiet.*

Hier hat leider die Diskussion nichts Neues ergeben, so daß im wesentlichen nur die Erfahrungen eines allerdings sehr großen amerikanischen Gemeinschaftsnetzes und die Pläne und Vorschläge eines der größten deutschen Überlandnetze vorliegen.

#### *Auf dem Gebiet der allgemeinen Kraftübertragungsprobleme.*

Hier beschäftigte sich die Diskussion in erster Linie mit den grundlegenden Unterschieden geerdeter und erdschlußkompensierter Großkraft-Übertragungsleitungen. Als wesentlichstes Ergebnis ist dabei festzustellen, daß fast alle auf die Verhinderung von Störungen oder auf die Verringerung ihrer schädlichen Wirkung abzielenden Maßnahmen in beiden Arten von Kraftübertragungsleitungen wesentlich verschieden beurteilt werden müssen. Insbesondere gilt dies von denjenigen Einrichtungen, die eine Verbesserung der Stabilitätsverhältnisse bezwecken. Hiervon wird z. B. betroffen: Anzahl, Größe, Erregungsart der zur Spannungshaltung dienenden Maschinen, vor allem der Phasenschieber sowie die Anforderung an den Selektivschutz.



Ferner ist bemerkenswert, daß sich die Erkenntnis allgemein durchgesetzt hat, daß Großkraft-Übertragungsleitungen sowohl wirtschaftlich wie technisch nach anderen Grundsätzen berechnet werden müssen, als es früher bei dem Entwurf der Hochspannungsleitungen üblich war.

Auch das Problem der Gleichstromübertragung wurde erneut aufgeworfen. Es scheint aber, daß die Anwendung dieser Übertragungsart bei dem heutigen Stande der Hilfsmittel zur Erzeugung und zum Verbrauch hochgespannten Gleichstromes vorläufig für die größten Leistungen und Entfernungen noch nicht in Betracht gezogen werden kann.

#### *Auf dem Gebiet der Konstruktion von Leitungen.*

Die Diskussion lehrt, daß allgemeingültige Regeln für die günstigste Konstruktion von Freileitungsmasten nicht aufgestellt werden können, da sowohl die Materialfrage wie andere grundlegende Voraussetzungen, beispielsweise die Bodenerwerbskosten, zu stark variieren. Immerhin scheint dort, wo es die Bodenerwerbskosten zulassen, die horizontale Leitungsanordnung Fuß zu fassen. Die Gefahr der Schwingungsbrüche der Leitungseile ist durch wissenschaftliche Untersuchungen und darauf fußender Abhilfemaßnahmen wesentlich verringert worden.

Die Diskussion auf dem Gebiet der Freileitungsisolatoren lehrte, daß hier immer noch große Fortschritte erzielt werden und wohl auch noch erwartet werden dürfen, obwohl das Problem der Isolator konstruktion schon zu den klassischen Problemen der Hochspannungstechnik gezählt werden darf.

Die Kabeltechnik strebt sowohl hinsichtlich der Betriebssicherheit als hinsichtlich der Ausnutzung des Kupferquerschnittes und der Isolation zu immer besseren Ergebnissen, so daß die Anwendung von Kabeln selbst für die höchsten Betriebsspannungen nicht mehr als Utopie betrachtet zu werden braucht. Allerdings wird die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit des Kabels zur Freileitung auf dem Gebiete der höchsten Spannungen noch erheblich angezweifelt.

#### *Auf dem Gebiet der Hilfsmittel zur Sicherheit des Betriebes.*

Die Zweckmäßigkeit der Erdschlußkompensation in ihrer Anwendung auf Freileitungsnetze wird allgemein anerkannt. Abweichende Ansichten stehen sich noch bei ihrer Anwendung auf städtische Kabelnetze gegenüber. Gemeinsam ist dieser Ansicht nur die Auffassung, daß bei Kabeln der Übergang eines Erdschlusses in einen mehrphasigen Kurzschluß mit Rücksicht auf die Spannungsschwankungen und Stabilitätsstörungen verhindert werden soll. Die einen sehen als beste Lösung zur Erreichung dieses Zieles einen möglichst schnell und dabei sicher arbeitenden, auf Erdschluß ansprechenden Selektivschutz an, während die anderen in sehr großen Kabelnetzen durch Anwendung der Erdschlußkompensation für das Arbeiten des Erdschlußselektivschutzes Zeit gewinnen wollen, in kleineren Kabelnetzen sogar auf den letzteren ganz verzichten zu können glauben.

Von besonderem Interesse war auch die Ausbildung der großstädtischen Niederspannungskabelnetze. Während sich in amerikanischen

Netzen, die meist mit einer Betriebsspannung von 220 V arbeiten, das Ausbrennen der Kabel und der Verzicht auf besondere Schutzmaßnahmen durchgesetzt hat, scheint die ausschließliche Anwendung dieses Verfahrens in den mit höherer Spannung betriebenen deutschen Netzen nicht Fuß zu fassen, da hier das Ausbrennen nicht mit Sicherheit zur Abschaltung führt. Als zusätzliche Hilfsmittel werden daher Kurzschlußbegrenzungsdrösseln und selektiv wirkende Hochleistungssicherungen vorgeschlagen.

### Result of Discussion

The principal results of the papers submitted to this technical meeting will be found under "Trends of Development" in the General Report. The following lines contain the supplementary issues raised in the discussion as well as the corrections made. For a clearer view the subject matter is classified in the same manner as in the section itself.

#### *In Technical and Commercial Coordination*

the discussion unfortunately contributed nothing essentially new, the only features above average value being the experience of a large American interconnected network and the plans and projects of one of the largest German long-distance supply plant.

#### *General Power Transmission Problems*

Discussion centred in the first place round the fundamental differences between earthed and earth-compensated high power transmission lines. The most important result was the general opinion, that nearly all measures aiming at the prevention of disturbances or at the abatement of their injurious effects have to receive different treatment in the two types of power transmission lines. This applies especially to the devices intended for an improvement of stability. They include, f. i., number, size, and type of excitation of the machines serving for voltage maintenance especially the phase advancers, as those devices made to meet the requirements for selective protection.

Another remarkable feature of the discussion was the general recognition of the necessity to base the calculation for high pressure transmission lines on entirely different principles from those adopted in the design of former h. t. lines.

The problem of d. c. transmission was also brought up anew. It seems, however, that the present means available for the generation and consumption of h. t. direct current are as yet inadequate for the superhigh powers and very long distances referred to.

#### *Line Construction*

The discussion showed, that no hard and fast rules can be laid down in respect of the best design for overhead line poles, in view the varying character of the question of material and other fundamental conditions such as the purchase price of the ground. Where these prices are on a reasonable level, horizontal wire suspension appears to be

gaining a firm footing. The danger of stranded conductor breaks from oscillations has been minimized considerably as a result of scientific research and the remedial measures adopted in consequence.

The discussion on overhead line insulators showed, that great progress is being made and may still be expected, notwithstanding the fact that insulator design and construction is counted one of the now classical problems of h. t. technology.

Cable engineering moves in the direction of ever more improvement of both operating dependability and utilization of the copper cross section, so that the procuring of suitable cables for highest operating pressures may no longer be regarded as Utopian. Nevertheless, considerable doubt was expressed as to the capacity of the cable of commercially competing with the overhead line for superhigh voltages.

### *Operating Safety Devices*

The suitability of earth current compensation for use in overhead networks was generally recognised. Opinions differed as to their practicability in municipal cable networks. Opinion was unanimous only on the point, that in cables the transition of an earthing to a multi-phase short circuit must be prevented in view of possible pressure fluctuations and stability disturbances. Some engineers considered the best solution to be a quick and reliable selective protection, which responds quickly to earth currents, while others wish to gain time for the operation of earth current selective protection in very large cable networks by the use of earth compensation, but believe to be able to dispense with such protection gear altogether in small cable networks.

Particular interesting is the development of low voltage cable lines in large cities. Whereas in America which usually operates at 220 V the general practice relies on the burning-out of the cables and dispenses with special protection gear, this method is not applied in the somewhat higher low voltage German lines throughout, as the burning-out of the cables cannot be relied upon for circuit breaking. As an additional means it is proposed to make use of short-circuit limiting choke coils and selective-acting high power safety devices.

### **Résultat de la Discussion**

Les résultats principaux des rapports appartenant à la séance de cette section sont résumés au paragraphe «Développement» du rapport général. Ci-après les compléments et rectifications qui doivent être ajoutés à ce paragraphe en suite à la discussion. Pour plus de clarté nous avons gardé les mêmes subdivisions.

#### *Dans les domaines limitrophes techniques et économiques*

La discussion n'a malheureusement fourni rien de nouveau en cette matière, de sorte que l'on n'a principalement que les expériences recoltées dans une fusion de grands districts de distribution en Amérique — fusion à la vérité très grande — et les plans ainsi que les projets d'un des plus grands réseaux nationaux allemands.

### *Dans les domaines des problèmes généraux de la transmission de force*

La discussion a porté surtout sur les différences fondamentales entre la mise à la terre directe de grandes lignes de transmission à haute tension et la compensation des courants de mise à la terre. On a établi comme résultat principal que presque toutes les mesures tendant à éviter les perturbations ou à réduire leur effet nuisible sont jugées de manière différente pour les deux genres de lignes de transmission d'énergie. Cela s'applique en particulier aux installations tendant à améliorer les conditions de stabilité. Sont par exemple touchés par cela: le nombre, les dimensions, le genre d'excitation des machines servant à maintenir la tension, surtout les compensateurs de phases, ainsi que la demande d'un dispositif sélectif de protection.

Il est, en plus, remarquable que l'on reconnaît maintenant en général que les lignes de transmission à haute tension doivent, tant au point de vue économique qu'au point de vue technique, être calculées sur d'autres bases qu'autrefois.

Le problème de la transmission de courant continu a été également remis sur le tapis. Mais il semble que ce genre de transmission ne peut, vu l'état actuel des moyens de production et de consommation de courant continu à haute tension, pas encore venir en ligne de compte pour de grandes puissances et de grandes distances.

### *Dans le domaine de la construction des lignes*

La discussion nous apprend qu'on ne peut établir des règles valables en général pour la meilleure construction de réseaux de lignes aériennes, parce que tant la question des matériaux que d'autres conditions fondamentales, par exemple les frais d'acquisition du terrain, varient trop. Mais il semble tout de même que là où les frais d'acquisition du terrain le permettent la disposition horizontale des lignes s'introduit plus. Le danger provenant des oscillations des câbles est diminué de beaucoup par les enquêtes scientifiques et les remèdes basés sur celles-ci.

La discussion quant aux isolateurs de lignes aériennes a montré que l'on peut faire encore de grands progrès dans ce domaine et que l'on peut faire encore beaucoup, bien que le problème de l'isolation appartienne déjà aux problèmes classiques de la technique de la haute tension.

La technique des câbles tend, autant en ce qui concerne la sécurité de service que l'utilisation de l'isolation et de la section de cuivre, à des résultats toujours meilleurs, de sorte que l'utilisation de câbles, même pour les tensions de service les plus élevées, n'est plus considérée comme une utopie. A la vérité, la capacité économique de concurrence du câble sur la ligne aérienne est encore fortement mise en doute dans le domaine des hautes tensions.

### *Dans le domaine des moyens employés pour assurer la sécurité de service*

L'opportunité de la compensation des courants de mise à la terre dans son application aux réseaux de lignes aériennes est reconnu en général. Des opinions diverses sont encore en présence en ce qui concerne

son application aux réseaux de câbles municipaux. En ce sens n'est seule commune que l'opinion que pour les câbles le passage d'une mise à la terre en un court-circuit polyphasé doit être empêché à cause des variations de tensions et des troubles de stabilité. Certains veulent voir la meilleure solution pour atteindre ce but dans une protection sélective aussi rapide que possible tout en agissant avec sûreté sur la mise à la terre, tandis que les autres veulent, dans les très grands réseaux de câbles, gagner du temps pour le travail de la protection sélective de mise à la terre, par utilisation de la compensation des courants de mise à la terre et croient pouvoir renoncer tout à fait à cette protection dans les réseaux de câbles plus petits.

La formation de réseaux de câbles à basse tension les grandes villes est particulièrement intéressante. Alors que dans les réseaux américains, qui travaillent en général avec une tension de service de 220 V., on a introduit la combustion des câbles à la place du défaut et renoncé à des mesures spéciales de protection, l'application exclusive de ce procédé dans les réseaux allemands, qui ont des tensions plus élevées, ne semble pas s'introduire, parce que la combustion ne semble pas mener là à une déconnexion bien sûre. Pour cette raison, on propose d'employer comme moyen supplémentaire des bobines limitant le court-circuit et des coupe-circuits sélectifs pour haute tension.

Section 21

ERDUNG, BLITZSCHUTZ UND GEGENSEITIGE BE-  
EINFLUSSUNG VON STARKSTROM- UND SCHWACH-  
STROMLEITUNGEN

EARTHING, LIGHTNING PROTECTION AND THE EFFECTS  
OF POWER LINES ON TELEPHONE AND  
TELEGRAPH LINES

PRISES DE TERRE, PARATONNERRES ET INFLUENCES  
RÉCIPROQUES DES LIGNES À HAUTE TENSION ET DES  
LIGNES TÉLÉGRAPHIQUES ET TÉLÉPHONIQUES

Vorsitzender	Chairman	Président
<i>Prof. S. A. Kukel-Krajewsky (Rußland)</i>		

Stellvertr. Vorsitzender	Vice Chairman	Vice-Président
<i>Dir. F. Drouin (France)</i>		

Beisitzer	Assistant	Assesseur
<i>Prof. Dipl.-Ing. A. Matthias (Deutschland)</i>		

Generalberichterstatter	General Reporter	Rapporteur Général
<i>Prof. Dr.-Ing. R. Rüdenberg (Deutschland)</i>		



United States of America

## **The Development of Laws and Regulations with Respect to Grounding of Electric Circuits and Apparatus in the United States of America**

National Electric Light Association

*W. H. Blood Jr.*

With the early forms of electric wiring, for direct current two and three wire systems, little thought was given to grounding the circuit and, as a matter of fact, there was little need of considering it with the low voltages used and with the simplicity of the systems. Likewise, it was the intention that all wires should be kept free from contact with the earth. After a few years, however, it was found, from the standpoint of continuity of operation, that better results could be obtained by running the neutral of a three wire system solidly grounded to enable the burning off of accidental grounds on the outside wires.

With the advent of high tension alternating current distribution with pressures of 1000 V or more (using transformers to reduce the pressures to 50, 110 or 220 V) entirely new conditions were introduced which had to be considered. Voltages up to 110 were generally regarded as safe from the physical hazard standpoint, 220 V were not considered as dangerous, but from 1000 V upwards the life and accident hazards were admitted freely, especially if there was a possibility that the high tension current might accidentally be carried into buildings where individuals might come in contact with it.

In the earlier years the alternating current distribution transformers were not altogether reliable, because of inadequate insulation which permitted breakdowns between primary and secondary. Lightning also increased the liability of breakdowns. Crosses on outside lines, such as contacts between primary and secondary, were of frequent occurrence. Distribution circuits, and particularly customers' services, were rather carelessly constructed; interior wiring installations were none too good; accidental grounds and leakages through trees or elsewhere on the high tension lines were almost inevitable. It was recognized that a latent hazard always existed when a person standing on a wet floor or in contact with a water pipe or other conducting metal touched a metal lamp socket or the metal frame of a motor or other appliance.

This hazard was admitted even before accidents became of common occurrence. Perhaps the first in this country to appreciate its full signi-



ficance was Professor *Elihu Thomson* of Lynn, Massachusetts, for as early as 1885 he took out patents covering means of minimizing this hazard. Professor *Thomson* proposed three alternative methods of protection. The first proposed a grounded metal sheath to be built into the transformer between primary and secondary. This was never a popular method because it added to construction costs and did not give full protection because it did not care for crosses outside of the transformer between the high and low tension circuits. As a matter of fact, it was little used. Another method was by means of a film cutout between the secondary wiring and ground, the theory of this protection being that with a breakdown between primary and secondary the high tension current would puncture the film and automatically be shunted into the ground. The making and maintenance of the film proved to be troublesome and unsatisfactory because if made sufficiently sensitive to be punctured by the voltage against which it was designated to protect, it was generally found in practice that sooner or later it became punctured in normal service, fusing across the gap, and forming a permanent ground generally of low carrying capacity. The third method, and the one most generally approved, was that of grounding the secondary circuit by means of a definite, permanent, metallic connection to the earth. Before the patent expired, the General Electric Company, to whom it had been assigned, dedicated it to the public use. It is this form of construction to which reference is generally made when the expression "protective grounding" is used.

The introduction and general application of grounding of secondary alternating current distribution circuits has been slow and beset with difficulties and complications. There are some who believe, even today, that insulation should be made adequate and that if it is, grounding is unnecessary. Admitting that wiring can be properly insulated when new, the question immediately arises, can it be maintained indefinitely in a safe condition? From our experience the answer seems to be in the negative. Moreover, it is the unforeseen that must be provided against. There is, of course, no such thing as absolute safety and it is impracticable to protect against remote contingencies. The extent to which the expense of grounding is carried should be controlled by economic conditions and by the danger to human life.

Inasmuch as this paper deals with the Laws and Regulations with respect to grounding electric circuits and apparatus, it is necessary to understand how rules and regulations for electrical construction are prepared, promulgated and enforced in the United States. The so-called "Electrical Committee" of the "National Fire Protection Association", a general association of those interested in fire protection, prepares the rules for the "National Electrical Code". This committee is made up of representatives of the industry — electrical manufacturers, electric wiring contractors, electric light and power representatives, fire insurance representatives, electrical inspectors, representatives of the Bureau of Standards of the Federal Government, and others. When this committee has agreed upon the wording of a set of rules or upon

modification of existing rules, the parent organization, visés and approves them. They are then referred to the "American Standards Association", a voluntary association of impartial representatives of various industries, which approves them or refers them back for reconsideration. Upon approval by this body the rules then become recognized American practice. They are printed and promulgated by the National Board of Fire Underwriters, an organization representing most of the fire insurance companies of the country, and are sent out by this body as the "National Electrical Code". Even after all this procedure these rules have no legal standing. Their use is quite generally required, however, by fire insurance companies to enforce recognized wiring practices as applying to the risks which they insure and, if the rules are not complied with, they may enforce penalties through increased premium rates. Municipalities may also, and a great many do, adopt these rules by ordinance, in which cases they become local laws enforceable through the police power of the city. It is only through such local adoption by municipalities that they have any legal effect or standing.

In addition to the "National Electrical Code", sometimes called the "Fire Code", we have the "National Electrical Safety Code", frequently called the "Safety Code". This is prepared by the Bureau of Standards of the Department of Commerce of the Federal Government. In general this Code is harmonious with the National Electrical Code and the grounding requirements are substantially the same, but its rules go into more detail and are specifically intended to provide safety to life. One section of this Code relates to outside wiring construction while the National Electrical Code has to do primarily with interior wiring. The National Electrical Safety Code has also been recognized by the American Standards Association as an American standard. Although issued by the Bureau of Standards as a guide to practice the Federal Government does not administer the Code and has no legal powers of supervision or enforcement. A number of municipalities, however, have legally adopted this Code and others have incorporated parts of it in their local rules. It has been adopted in whole or in part by about half the states through the agencies of the state public service commissions, industrial commissions or departments of labor. The state commissions adopting the Code have, in most cases, limited jurisdiction so that no one commission has power to apply all parts of the Code. In a few of the states the entire Code has been adopted; in a few cases the Code has been established by action of the state legislature.

The National Electrical Code was originally drafted and promulgated in 1897 to provide rules which would minimize the fire losses. It was several years before rules to protect against personal injury were included in this Code. When it was first proposed to permit the grounding of secondary alternating current circuits as a method of reducing the danger to life, the insurance group protested vigorously claiming that it would increase the fire hazard. With the inferior wiring installations which existed at that time, many of them with accidental grounds

existing, this undoubtedly would have been the case had indiscriminate grounding been practiced. As a matter of fact, permanent grounds were not put on old wiring systems until they had been freed from accidental grounds. As a result, the fire hazard was minimized and the fire insurance representatives withdrew their objections and rules were drafted in 1901 which *permitted* grounding but did not make it *mandatory*. The practice of grounding grew in favor and was pushed by many of the electric light and power companies in order to protect their customers from the personal accident hazard.

The next step was to make the grounding "recommended practice" and in 1903 the rules contained the expression that secondary alternating current circuits "should preferably be grounded". It took ten years of constant agitation, however, to convince the makers of the Code that this provision should be "mandatory" and it was not until 1913 that the rules contained the provision that these "circuits shall be grounded". Since 1913 the Code has contained a mandatory provision concerning the grounding of secondary alternating current circuits.

At the start grounding was advocated to protect against high potential hazards, 1000 V or over, but with the improvement in transformer insulation, underground installation of wires, and better types of distribution and service installations, this danger has been decreasing. Meanwhile, due to the popularity and widespread use of household and commercial electrical appliances and to the introduction of many poorly constructed devices, including inferior flexible cords with their attaching devices, accidents and some fatalities have occurred even on 110 and 220 V circuits. Grounding the frames of generators and motors, from the earliest days, was thought to be good practice but was only suggested as an alternative when satisfactory insulation was not obtainable. The grounding of the frames of other equipment, appliances, etc. is a comparatively recent development. To protect against the low potential hazard, grounding has taken on additional importance and rules have been drafted to cover it but up to the present time no clearcut consensus of opinion has been arrived at as to how far it is economically sound to carry the principle.

As preliminary steps leading toward universal grounding several fundamental changes in wiring practice had to be established in the Code. Double pole fuses and double pole switches had been considered as essential, but looking toward maintaining the integrity of the grounding wire under all conditions, it became necessary to eliminate every opportunity for breaking the continuity of this wire so the rules were changed to prohibit the use of a fuse or a switch in the grounded leg of the circuit, unless both wires of the circuit were broken simultaneously. To facilitate proper wiring and to prevent reversals of polarity on wiring installations, identified or polarized wiring was required, this being accomplished in general through continuous identification by means of a different color (white or gray) of the outer covering

of the grounded wire. This wire is generally called the "white wire" or "dead wire" while the other wire of the circuit is designated as the "hot wire" or "live wire".

This polarization idea extends to the lamp sockets where the central contact is connected to the "live wire" and most extensions or convenience outlets are also polarized. Attachment plugs for use in these outlets have not as yet been generally polarized.

It is agreed that wherever grounding is used as a protective measure the connection with the earth must be permanent and its integrity must be assured. Anything else gives a false sense of protection. There are two recognized methods of making earth connections, one through metallic water pipes, the other through driven rods or buried plates. The water pipe grounds are generally considered preferable, yet some opposition to this practice has been voiced by water companies on the theory that the alternating current may cause injury to their pipes by electrolysis. Most, if not all the electrolytic damage has occurred in localities where the water pipes are paralleled by electric street railway systems which use a ground return, and where part of the railway current, which in all cases is direct current, is shunted through the water pipes. For these conditions, of course, the electric light and power companies are not responsible and the grounding of secondary alternating current systems has no bearing. The contention that alternating current causes injury to water piping systems has not been established. In theory the allegations do not seem to be tenable, and in practice no adequate evidence has been submitted to show that any damage has been done by alternating current. Besides this, the rules in the Code state clearly that a water piping system when used for grounding must be "metallic" and "continuous". They also provide that connections must not be made unless there is "no objectionable passage of current over the grounding conductors".

Driven pipes or rods and buried pipes are recognized as desirable only when suitable water piping systems are not available. Driving of pipes and sinking of plates in rocky or heavy, gravelly soil is difficult and the results of doubtful value. Some soils are almost permanently dry; others which may be suitable for grounds at certain seasons of the year are practically worthless at other times. Their resistance frequently varies several hundred per cent and their protective qualities vary in the inverse ratio.

The rules require that the resistance of a ground connection on a water piping system shall not exceed  $3\ \Omega$  and that of driven pipes or buried plates  $25\ \Omega$ , yet do not require the measurement of these resistances (though it is implied that they shall be measured) on account of the difficulty both of making the tests and of curing the defect when it is found to exist.

The general provisions with respect to grounding which appear in the present edition of the Code (1930) and which are in addition to those above mentioned, are as follows:

Secondary alternating current distribution systems must be grounded where the maximum voltage to ground does not exceed 150 V. Where the voltage is over 150 V they may be grounded and it is recommended that they be grounded provided they do not exceed 300 V.

With alternating current systems the recommended practice is to place a ground on every individual service, though a ground on the transformer is permitted as well as a system ground which is furnished by running a common grounding wire along with the circuit wires.

With direct current systems grounding is required, provided the voltage does not exceed 300 V but only one ground is allowed and that must be made at the supply station and it is forbidden to put additional grounds on individual services.

Where alternating current circuits are grounded it is specified that there shall be only one ground on the building wiring. There is, however, a marked difference of opinion among engineers in regard to the propriety of this rule. The existence of this restriction prevents the use of bare concentric systems and of any system using one bare wire. Theoretically, multiple grounds are alleged to invite trouble and yet in practice, with the installations of this kind which have been made, no objectionable characteristics have developed. On the other hand, this type of construction has merit in that it protects the "live" wire by having the wire at earth potential outside of or around it and also contributes to a material reduction in the cost of wiring. Controversy on this point is alive at present and has honest advocates on both sides as well as those who are biased by commercial considerations.

The Code provides that all exposed non-current carrying metal parts of fixed equipment, which includes frames and metal exteriors of generators, motors, transformers, controllers, heating appliances, lighting fixtures, conduit, armor of cable, metal raceways, and the like shall be grounded. The theory of protecting these devices by grounding is that if ungrounded there is the possibility that the frame will take on the voltage of one conductor through breakdown of the insulation. It is recognized, however, that this hazard does not exist unless one is in a position to have the current pass through his body. It was thought that protection could be secured by making this grounding provision in the rules apply to "conductive locations" but so far all efforts to define properly a conductive location have failed and there is a growing belief that it is possible in many cases more readily to protect against this hazard by insulation or by isolation than by grounding.

There are provisions in the Code for safeguarding the integrity of the grounding circuit. The grounding conductor for wiring systems must be of copper and without joint or splice. No cutout or switch is allowed in the grounding conductor. Satisfactory ground clamps must be used for attachment to the water pipe and the grounding wire and clamp must be placed or guarded so as to be free from mechanical injury.

Regarding the grounding of portable devices there is no unanimity of opinion at present in the United States. The grounding of fixed equipment by the Code is mandatory, and for consistency alone, it is admitted that portable devices should also be grounded, yet the practical difficulties in the way are almost insurmountable. The argument is made that because portable devices are by their nature handled with bare hands and by inexperienced and thoughtless people, the hazard is greater than with fixed devices not so generally used and handled. Although these portable devices are frequently used in locations where there is no opportunity for shunting any part of the current through the body, even when the device becomes defective, yet the same device, because of its portability, may at any time become a real hazard when used in some other location.

Insulation is also advocated by some to provide this protection but it cannot always be supplied and it is not, per se, permanent. Ordinarily, these devices are not defective and in such cases no hazard exists, nor is there a hazard when they are used in dry insulated places where no contact with earth is possible, even though they are defective.

The use of the grounded circuit wire for the permanent grounding of such portable devices and, in fact, for all alternating current grounding has been suggested as a way out of the difficulty. This makes for simplicity in that no extra wire need be run for grounding. The grounded circuit wire, which is already permanently grounded is used in place of a special wire to perform the same function. This method of construction is opposed by those who call attention to the possibility of reversal of connections or the breaking of grounded circuit wire which would make the outside or covering alive and so add to the danger rather than protect the user of the device. The advocates of the system claim that neither of these contingencies often arises in practice and that with systems where several services are grounded the danger is remote and if multiple grounds are allowed within the buildings the hazard would be reduced to a negligible quantity.

The use of a third wire, sometimes called a "safety wire", to be incorporated with the flexible cord, either as concentric or as supplemental, has been suggested and has been used to a certain extent for grounding purposes. The objections to its use are that it introduces wiring complications, that it is more subject to reversals, there being three wires instead of two which can be changed about, and that it adds materially to cost. Moreover, it is claimed that it would be unnecessary if proper insulation were provided as, in many cases, could be done.

The entire matter of grounding is still in a formative condition in the United States at the present time. Various engineering committees are studying the problems. Many agencies are at work trying to arrive at practicable solutions. Commercial considerations are complicating the situation and the public, which in the last analysis, is most of all concerned, has no knowledge of the situation and no voice in the matter.

If the problems could be solved on their merits by engineers who understand the real economics of the situation, a wholly satisfactory set of rules and requirements could doubtless be obtained. In our complicated industrial life this is difficult but by a process of compromise, progress along right lines may be expected.

## Zusammenfassung

Das Erden von Niederspannungsstromkreisen zum Schutz vor den Folgen zufälliger Berührung mit Hochspannungsleitungen wird in größerem oder kleinerem Umfang schon seit den ersten Tagen des Wechselstromes geübt.

Die Regeln des Nationalen Elektrischen Vorschriftenbuches („National Electrical Code“), in denen Erdungsbestimmungen ursprünglich nicht vorgesehen waren, machten der Reihe nach Stadien durch, in denen Erden erlaubt, dann empfohlen war; heute ist das Erden sowohl für Wechselstromnetze wie auch für Gleichstromnetze vorgeschrieben, und zwar in allen Fällen, in denen zu erdende Spannung bei Wechselstrom 150 V und bei Gleichstrom 300 V nicht übersteigt. Bei Wechselstrom mit einer zu erdenden Spannung von 150 bis 300 V wird Erdung empfohlen und ist selbst bei noch höheren Spannungen erlaubt. Es wird empfohlen, Wechselstromkreise bei jeder einzelnen Erzeugungs- und Verbrauchsstelle zu erden; bei Gleichstrom dagegen ist nur eine einzige Erdung an der Erzeugungsstelle zulässig. Vielfacherdungen, sowie die Verwendung von unbedecktem konzentrischem Draht, sind zur Zeit verboten. Das Vorschriftenbuch enthält auch Bestimmungen über das Erden von Rahmen und Metallgehäusen von Generatoren, Motoren, Transformatoren, Beleuchtungsanlagen, Leitungen, Kabelarmaturen und anderen ortsfesten Vorrichtungen, sieht dagegen eine entsprechende Behandlung tragbarer Apparate noch nicht vor. Das Vorschriftenbuch spricht sich ferner auch darüber aus, wie die Erdverbindungen vorzunehmen sind, und empfiehlt den Gebrauch von metallischen Wasserleitungen, wo solche vorhanden sind und verwendet werden können, und in den übrigen Fällen den Gebrauch von in den Boden gerammten Metallpfählen oder -röhren oder vergrabenen Platten. Eine Prüfung des Widerstandes der Erdungen wird nicht verlangt.

Die Regeln des Nationalen Elektrischen (Feuerschutz-) Vorschriftenbuches werden von einem freiwilligen Verband der Industrie, dem auch Einzelpersonen angehören, besonders mit Hinsicht auf die Verhütung der Feuersgefahr aufgestellt und durchgeführt. In erster Linie wird ihre Durchführung von den Feuerversicherungsgesellschaften gefördert durch entsprechende Gestaltung der Prämiensätze. In einigen Städten wurde ihnen durch Verordnung der Ortsbehörden gesetzliche Kraft erteilt, wodurch ihre Durchführung nötigenfalls unter Zuhilfenahme der Polizeigewalt möglich ist.

Das „Bureau of Standards“ (Wissenschaftliche Versuchsamt) des amerikanischen Handelsministeriums hat ein Nationales Elektrisches Sicherheits-Vorschriftenbuch (National Electrical Safety Code) herausgegeben. Dieses enthält ähnliche Erdungsbestimmungen wie das eingangs erwähnte Feuerschutz-Vorschriftenbuch und soll ein Führer durch die Praxis sein; es besitzt Gesetzeskraft nur in den Fällen, wo ihm solche durch städtische oder staatliche Überwachungsbehörden oder Industriekommissionen erteilt wird.

Das gesamte Gebiet der Erdungsfragen befindet sich in den Vereinigten Staaten noch immer im Zustand des Werdens. Die komplizierten Verhältnisse in der Industrie erschweren das Aufstellen allseitig befriedigender Bestimmungen sehr; doch darf eine allmählich sich bildende Kompromißlösung mit Zuversicht erwartet werden.

Grounding Rules Appearing in the 1930 Edition of the National  
Electrical Code which are the Regulations of the National Board of Fire  
Underwriters for Electric Wiring and Apparatus as Recommended by the  
National Fire Protection Association

American Standard  
Approved July 19, 1929  
by  
American Standards Association  
Effective January 1, 1930

Article 9. Grounding

This Article treats primarily of protection in the use of electrical circuits and equipment by grounding, but where in this code protection by insulation or isolation is deemed effective these methods are recognized as alternatives.

901. General

a. Where low-potential circuits, arresters, equipment, conduit, armored cable, metal raceways and the like are grounded as a protective measure, they shall be so arranged that there will be no objectionable passage of current over the grounding conductors. The temporary currents, which are set up under accidental conditions while the grounding conductors are performing their intended functions, are not to be considered objectionable. Where an objectionable flow of current occurs over a grounding conductor, due to the use of multiple grounds, 1. one or more of such grounds shall be abandoned, or 2. their location shall be changed, or 3. the continuity of the conductor connecting the grounding connections shall be suitably interrupted, or 4. other means shall be taken to limit the current.

b. The grounding connection, including electrode and grounding conductor, shall be permanent and effective and shall always be made on a continuous-metallic underground water piping system if one is available. In the absence of such a water piping system, a system ground conductor or a secondary neutral grid shall be used if available.

c. Where such a water piping system, a system ground conductor, or a secondary neutral grid is not available, the grounding connection shall be made in a manner to secure the most effective ground and by any of the following methods:

1. The metal frame of the building, when effectively grounded;
2. A continuous metallic underground gas piping system;
3. A local metallic underground piping system, metal well casing and the like; or
4. An artificial ground whose electrode consists of a driven pipe, driven rod, buried plate, or other device approved for the purpose.

d. Where artificial grounds are used they shall, as far as practicable, be embedded below permanent moisture level. Each buried-plate electrode shall present not less than two square feet of surface to exterior soil. Electrodes of plate-copper shall be at least .06 inch in thickness. Electrodes of iron or steel plates shall be at least  $\frac{1}{4}$  inch in thickness. Electrodes of iron or steel pipe shall be galvanized and not less than  $\frac{3}{4}$  inch internal diameter. Electrodes of rods of steel or iron shall be at least  $\frac{3}{4}$  inch minimum cross-section dimension. Approved rods of non-ferrous materials or their approved equivalent used for electrodes shall be not less than  $\frac{1}{2}$  inch in diameter. Driven electrodes of pipe or rods, when of less than standard commercial length, shall preferably be of one piece and shall be driven, except



where rock bottom is encountered, to a depth of at least eight feet regardless of size or number of electrodes used.

e. The combined resistance of the grounding conductor and its connection with the ground shall not exceed  $3\ \Omega$  for water-pipe connection nor  $25\ \Omega$  for buried or driven grounds. Where it is impracticable to obtain with one ground artificial ground resistance as low as  $25\ \Omega$ , this requirement shall be waived, and two artificial grounds, at least six feet apart and with combined area of not less than four square feet, shall be provided.

It is recommended that ground connections when installed be tested for resistance particularly when multiple grounding to water-pipe is not used.

f. Where a system ground conductor or secondary neutral grid is employed it shall be effectively grounded at intervals which will satisfy the requirements as to current-carrying capacity and resistance prescribed in this Article.

### *902. Grounding Distribution or Supply Systems*

The provisions of this Section apply only to distribution or supply systems which are electrically connected to interior wiring systems and with respect to the protective grounding of such interior wiring systems.

a. Two-wire direct current systems supplying interior wiring systems and operating at not to exceed 300 V between wires shall be grounded on one conductor and at the supply station, but not at individual services.

It is recommended that two-wire direct-current systems be grounded in the same manner if a neutral point can be established and if the maximum difference of potential between the neutral point and any other point on the system does not exceed 300 V. It is recommended that two-wire direct-current systems be not grounded if the voltage to ground of either conductor would exceed 300 V after grounding.

b. Three-wire direct-current systems supplying interior wiring systems shall be grounded on the neutral at one or more supply stations, but shall not be grounded at individual services.

c. Secondary alternating-current distribution systems supplying interior wiring systems shall be grounded if they can be so grounded that the maximum voltage to ground does not exceed 150. Similar systems operating with the voltage to ground exceeding 150 V may be grounded. The ground connection for a grounded secondary alternating-current distribution system shall be made, except as provided below, on every individual service. Additional ground connections may be made on the leads of the transformer or transformers or at one or more points on the system. By permission of the authority enforcing this code 1. any individual ground connection may be omitted provided there are other good ground connections or 2. transformer or system grounding solely may be used.

It is recommended that such systems be grounded as provided herein, if the voltage to ground exceeds 150 V, but does not exceed 300 V.

d. Where transformers supply a common set of distribution mains, such fuses as are installed shall be so placed as not to leave any portion of the secondary system without ground protection after the fuses have opened.

### *903. Grounding Interior Wiring Systems*

a. Direct-current interior wiring systems shall not be grounded either at individual services or elsewhere on the interior system.

b. Alternating-current interior wiring systems containing a conductor corresponding to a grounded conductor of the distribution system shall be grounded. Every lighting and/or appliance branch circuit shall have one wire continuously identified, grounded and connected to each lamp or appliance on the circuit, except

that two-wire branches tapped from the outside wires of a 3-wire single phase circuit within the same premises will be permitted if no fuse is omitted and no single pole switches or sockets are used.

c. For alternating-current interior wiring systems, the conductor to be grounded shall be as follows:

1. Single-phase, 2-wire: the identified conductor;
2. Single-phase, 3-wire: the identified neutral conductor;
3. Multiphase systems having one wire common to all the others: the identified common conductor;
4. Multiphase systems having one phase grounded: identified conductor.
5. Multiphase systems in which one phase is used as in 2.: the identified neutral conductor.

d. The grounding connection for an interior wiring system or for any circuit electrically connected to the service conductors shall be made on the supply side of the service switch before the wiring is put in use. For an interior system not electrically connected to exterior conductors, the grounding connection shall be made at the transformer, generator, or other source of supply, or at a switchboard, and on the supply side of the first switch controlling the system. If one of the conductors is identified, the grounding connection shall be made to the identified conductor, commonly known as "the white wire".

e. The grounded conductor of an interior wiring system shall be connected from one point only within the building to the grounding electrode or electrodes.

f. Electric furnace circuits need not be grounded.

#### *904. Grounding Interior Conduit and Other Interior Wiring System Raceways of Metal*

a. All metallic conduit, armored cable, metal raceway, metallic underfloor duct, electrical metallic tubing systems and other metallic raceways shall be grounded, whether the contained interior wiring system is grounded or ungrounded, unless in runs of less than 25 feet and free from metallic contact with the ground and from adjacent grounded metal and are guarded when within reach from grounded surfaces. Service conduit need not be grounded under the conditions given in paragraph g of section 404 of Article 4 of this code.

b. The grounding connection for such systems shall be made at a point as near as practicable to the source of supply, but the point of attachment shall be such that no run of conduit, cable and the like is grounded through a run of smaller size unless the provisions of paragraph k, section 907 of this article, are satisfied.

c. Where the service conduit or service-cable sheath is grounded in accordance with the foregoing, its grounding conductor shall be run from it directly to the ground, no portion of the service-switch box, or house conduit, being interposed in the grounding circuit. The following exceptions are permitted: Where the service-switch box or house conduit is grounded, and is installed in dry, non-corrosive locations, the service-switch box may be interposed in the grounding circuit of the service conduit provided that bonding jumpers or ground clamps or lugs or devices approved for the purpose are used.

For special requirements in Hazardous Locations, see sections 3204 and 3205 of Article 32 of this code.

d. Interior conduit and other interior wiring system raceways of metal, exposed metal of fixed current using equipment and control apparatus that are required to be grounded, the service conduit, service-cable sheath and service equipment may use the interior wiring system grounding conductor and its electrode for grounding when the connection is made on the supply side of the service switch and provided that the supply system is grounded at two or more locations not

in the same building to a continuous metallic underground piping system, otherwise where grounded they shall each have a separate grounding conductor and where artificial grounds are used they shall have separate electrodes.

e. Where sections of conduit, armored cable, metal raceways and the like are required to be grounded, they shall be bonded together and grounded or each section or piece shall be grounded separately.

f. The point of attachment of the grounding conductors provided in accordance with this article shall be accessible if practicable.

#### *905. Grounding Fixed Equipment*

a. Exposed non-current carrying metal parts of fixed equipment such as the following, shall be grounded as provided in this and other sections of this code.

1. Service equipment, as provided in 405-i.
  2. Generators operating in excess of 150 V where accessible to other than qualified persons as provided in 1002-f.
  3. Fixed motors operating at a potential in excess of 150 V where accessible to other than qualified persons as provided in 1003-l.
  4. Auto-transformer starters as provided in 1005-e.
  5. Switch and circuit-breaker enclosures with any wire over 150 V to ground where accessible to other than qualified persons as provided in 1202-d.
  6. Switchboard instrument cases as provided in 1302-g.
  7. Lighting fixtures as provided in 1403-a and b.
  8. Arc lamps on circuits in excess of 150 V to ground as provided in 1502-b.
  9. Mercury-vapor lamps where within easy reach from grounded surfaces as provided in 1503-d.
  10. Stationary heating appliances above 150 V to ground as provided in 1606-a.
  11. Motor frames, track and frame of electrical cranes as provided in 3008-a.
  12. Elevators as provided in 3104-a to d.
  13. Equipment in hazardous locations as provided in 3203-p, 3204-m and 3205-m.
  14. Equipment in garages as provided in 3308-a.
  15. Equipment in motion picture studios as provided in 3402-i.
  16. Signs and troughs for outline lighting, as provided in 3806-a.
  17. Equipment in theatres as provided in 3901-d.
  18. Vacuum and inert-gas systems as provided in 5002-e.
  19. Apparatus on systems of over 600 V.
  20. Transformer cases except instrument transformers as provided in 5005-e.
  21. X-ray apparatus as provided in 5012-g.
- b. Metal enclosures and covering for conductors, and separate grounding wires run in wire assemblies with the circuit conductors, are considered as suitable grounding conductors for protective grounding of fixed equipment when installed and used in compliance with the requirements of this article and Article 5 of this code.
- c. A separate grounding conductor, if used for grounding fixed equipment, shall be installed as provided in section 907.
- d. The point of attachment of the grounding conductor shall be accessible.

#### *906. Grounding Portable Equipment*

a. The following exposed non-current carrying metal parts of portable equipment shall be grounded:

1. Portable motors which operate at more than 150 V to ground as provided in 1003-l.

It is recommended that the frames of portable motors which operate at less than 150 V be grounded when this can be readily accomplished.

2. Portable lamps or other portable current consuming devices in hazardous locations as provided in 3203-m and o, 3204-l to n and 3205-l and m:
- b. Metal enclosures and coverings for conductors, and separate grounding wires run in wire assemblies with the circuit conductors, are considered as suitable grounding conductors for protective grounding of portable equipment when installed and used in compliance with the requirements of this article and Article 5 of this code.
- c. A separate grounding conductor, if used for grounding portable equipment, shall be installed as provided in section 907 of this article.
- d. The point of attachment of the grounding conductor shall be accessible.

#### *907. Grounding Conductors*

a. The conductor for grounding an interior wiring system shall be a copper wire or a wire of non-corrodible material of equivalent conductance, and shall be without joint or splice. For grounding conduit, equipment, and the like, the conductor, may be of copper or may be a rigid electrical conduit or pipe, except that under conditions favorable to corrosion, copper only shall be used. For grounding equipment, devices and the like, there may be used the metal enclosures of the wires which supply them or separate grounding wires run in wire assemblies with the circuit conductors.

b. When parts of the conduit system are used for grounding equipment, conduit, etc., on circuits operating with any conductor at more than 150 V to ground, the electrical continuity of the conduit system shall be secured by one of the following methods:

1. Approved threaded fittings with joints made up tight.
2. Approved threadless fittings with joints made up tight.
3. Bonding jumpers with proper fittings.
4. Two locknuts, one inside and one outside of boxes or cabinets.

For service entrance conduit, see paragraph c of section 904. For hazardous locations, see Article 32.

c. No automatic cutout or switch shall be placed in a grounding conductor for an interior wiring system unless the opening of the cutout or switch disconnects all sources of energy.

d. The installation of the grounding conductor for systems, when not consisting of or enclosed in metallic piping, and the insulating covering of the conductor shall comply with all requirements of this code applying to wires of the voltage of the circuit to which the grounding conductor is attached. When a grounding conductor of an interior wiring system with independent grounding conductor is installed in steel conduit or in armored cable, it shall be bonded to the conduit or armor at both ends, in which case a bare conductor may then be used within the pipe.

e. Approved ground clamps or other approved fittings shall be used and unless approved for general use without protection they shall be protected from ordinary mechanical injury by being placed where they are not liable to be damaged or by being enclosed in metal, wood or equivalent protective covering. Grounding wires smaller than No. 4, within seven feet from the floor, shall be protected from ordinary mechanical injury by being enclosed in metal, wood or equivalent protective covering. Lightning-arrester grounding wires shall be protected by non-magnetic material, unless the grounding conductor is electrically connected to both ends of the protective covering.

f. The path to ground provided by a system grounding conductor shall, in general, have current-carrying capacity sufficient to insure the continuity and continued effectiveness of the path under conditions of excess current caused

by accidental grounding of any normally ungrounded conductor of the circuit or the system to which it is electrically connected.

g. The grounding conductor for a direct-current system shall have a current-carrying capacity not less than that of the largest feeder of the same system leaving the station. In no case shall the grounding conductor be smaller than No. 8.

h. The grounding conductor for an alternating-current circuit or system shall have a current-carrying capacity not less than one-fifth that of the conductor to which it is attached. In no case shall the grounding conductor be smaller than No. 8.

i. The grounding conductor for a lightning arrester shall not be connected to an artificial ground electrode which is used for circuits or equipment and the like, but shall be kept at a distance of at least 20 feet where practicable. The grounding conductor shall have a current-carrying capacity sufficient to insure the continuity and continued effectiveness of the path to ground under conditions of excess current caused by or following the discharge of the arrester. No individual grounding conductor shall be smaller than No. 6.

j. The size of the wire or pipe used for grounding the service conduit shall be not less than that given in the following table:

Nominal Size of Conduit Service	Grounding Conductor If Wire, No.	If Pipe, Size
$\frac{3}{4}$ —1	8 gauge	$\frac{1}{2}$ Inch
$1\frac{1}{4}$ — $1\frac{1}{2}$	6	$\frac{1}{2}$
2	4	$\frac{3}{4}$
$2\frac{1}{2}$	2	$\frac{3}{4}$
3	0	1
$3\frac{1}{2}$ —4	00	1
above 4	000	1

k. The size of the wire or of the pipe used for grounding interior conduit, armored cable, metal raceway, fixed equipment and the like, shall be not less than that given in the following table:

Capacity of Automatic Overload Protective Device in Circuit Ahead of Equipment, Conduit, etc., Not Exceeding (Amperes)	Size of Copper Wire (No.)	Nominal Size of Grounding Pipe (Inch)
30	14	$\frac{1}{2}$
60	10	$\frac{1}{2}$
100	8	$\frac{1}{2}$
200	6	$\frac{1}{2}$
400	4	$\frac{3}{4}$
600	2	$\frac{3}{4}$
800	0	1
1000	00	1
1200	000	1

Where pipe is used as a grounding conductor, as in last column of above table, the connections thereto shall be made by means of an approved connector. Threaded connections are preferable, especially where the pipe or conduit is not provided with a conducting coating such as galvanizing.

This table does not apply to the grounding conductor when in non-metallic sheathed cable.

l. For grounding portable or pendent equipment, the conductors to which are protected by fuses or circuit-breakers not greater than 15 A, No. 18 copper wire may be used. For grounding portable equipment fused for more than 15 A, the above table shall be followed.

m. The grounding conductors for circuits, conduit, equipment, and the like shall not be connected to lightning rods.

n. Instruments, meters, or relays which operate with windings or working parts at 300 V or more to ground shall have the cases and other exposed bare metal parts grounded unless isolated by elevation or protected by suitable insulating barriers or guards, except where inaccessible to other than qualified persons, in which case this requirement is made only if the voltage to ground exceeds 750. Where instruments, meters or relays are operated from current or potential instrument transformers on circuits of 300 V or more to ground, having ungrounded secondary circuits and ungrounded primary circuits, the cases and other exposed bare metal parts shall be grounded. The grounding conductor for cases and for secondary circuits of instrument transformers shall be not smaller than No. 12.

For exception, see paragraph 9 of section 1302, of Article 13 of this code.

o. Secondaries of current and potential instrument transformers and the cases of instruments connected to such circuits shall, when grounded, have separate grounding conductors, and shall not be connected with a grounding conductor used for other circuits or for conduit, equipment and the like, except where a general ground bus is provided.

### *908. Grounding Connections*

a. Where a non-conductive protective coating such as paint or enamel is used to protect the equipment, conduit-couplings and fittings, such coating shall be completely removed from threads and other surfaces in order to insure a good contact between ground clamp and equipment. Pipes and rods used as ground electrodes shall have clean metal surfaces, and shall not be covered with paint, enamel, or other poorly conducting materials.

b. At supply stations, grounding conductors for circuits, equipment and lightning arresters shall be permanently and effectively connected to all available active, continuous, metallic underground piping systems between which no appreciable difference of potential normally exists; otherwise to one system only. Elsewhere than at supply stations, the grounding conductor shall be connected to at least one such piping system, if available. (Gas piping shall be avoided wherever practicable, except as provided in paragraph e of this section.) Where underground metallic piping systems are not available, other grounds which will provide the desired permanence and conductance may be permitted.

c. The point of connection to the water piping system shall be located on the street side of the water meter or at a water pipe near the equipment to be grounded, in which case the connection with the piping system shall be made continuous and permanent, by bonding all parts of the piping system which are liable to become physically disconnected, such as at meters and service unions, by means of a suitable shunt whose joints, current carrying capacity, and mechanical protection shall be not less than that required for the grounding conductor. Where practicable the point of connection shall be readily accessible.

d. The grounding conductor shall be attached to the pipe or rod 1. by means of an approved bolted clamp to which the conductor is soldered or otherwise connected in an approved manner or 2. by means of a pipe fitting, a plug or approved device screwed into the pipe or into the fitting, or 3. by other approved means.

e. Gas piping systems within buildings connected to continuous-metallic underground exterior systems may be used as a ground electrode but only when water piping is not available. Gas piping, however, may serve as the sole ground for small fixtures located at a considerable distance from water piping. Where gas piping on the house side of the meter is utilized for grounding small fixtures it

shall be bonded to the water piping system at their points of entrance. If no water piping is available a bonding jumper around the gas meter shall be used. Where grounding connection is made to gas piping, except for such small fixtures, it shall follow the same requirements as for water piping in paragraph c, of this section, except that the connection shall always be made on the street side of the meter. Gas piping need not be insulated from otherwise well-grounded fixtures.

f. Rails or other grounded conductors of electric railway circuits shall not be used as a ground for other than railway lightning arresters and railway equipment, conduit, armored cable, metal raceway, and the like, when other effective grounds are available, and in no case shall such rails or other grounded conductors of railway circuits be used for grounding electrode for interior wiring systems other than those supplied from the railway circuit itself.

Russie

## Prises de terre, de protection et de service

### Tensions de contact admises

Conseil Central Electrotechnique

*Prof. L. I. Sirotinsky, Ing. B. A. Telechév, Ing. Eclai*

1. Description générale de la situation de la question dans l'U.R.S.S., en rapport avec l'examen des règlements en vigueur.

Les questions de mise à la terre de protection et de service dans les installations électriques de haute tension ont été sérieusement posées devant les électrotechniciens russes depuis la mise en exécution d'un vaste plan d'électrification. Les quelques installations de haute tension qui existaient avant cette période possédaient une puissance relativement petite et les réseaux de haute tension avaient une longueur limitée et travaillaient avec le neutre isolé. Les questions de prise de terre de protection étaient donc résolues assez facilement.

La question devint toute autre à la suite de la construction d'usines génératrices puissantes et de vastes réseaux de haute tension. Il est à noter que la première ligne de haute tension de 115 kV à l'U.R.S.S., Kachira—Moscou, fut construite pour un fonctionnement avec le neutre sans prise de terre, car on avait l'intention d'installer une bobine de Petersen; mais ensuite, sous l'influence de la pratique américaine et des commandes faites aux firmes anglo-américaines, le développement des réseaux de haute tension a suivi dans l'U.R.S.S. la voie de la prise de terre du neutre.

Les installations de l'U.R.S.S. adaptèrent comme standard 115 et 38 kV (à la station d'envoi) avec le neutre mis à la terre à la station d'élévation. Puisque la ligne Kachira—Moscou fut ensuite incluse dans le système général du réseau du Moguès, qui fonctionne avec le neutre mis à la terre, à présent toutes les installations de 115 kV dans l'Union possèdent une prise de terre directe pour le moins à un des points du réseau. Les lignes de 38 kV ont été en grande partie jusqu'au dernier temps construites avec le neutre mis à la terre, mais graduellement on a été obligé d'abandonner le système à cause des difficultés naissantes dans le domaine des courants de court-circuit à la terre et les influences pernicieuses sur les lignes de la communication. Plusieurs réseaux de 38 kV construits le dernier temps, fonctionnent avec le neutre isolé. De même le vaste réseau de Moguès de 30 kV dont la construction a été commencée en temps d'avant-guerre, fonctionne avec le neutre isolé. La



pratique de prise de terre directe dans les installations de 115 et de 38 kV présente en ce qui concerne la question des prises de terre de protection, à cause de la grande puissance de nos réseaux régionaux, des difficultés techniques considérables, tant par leur exécution même que par les frais considérables qui sont nécessaires, afin d'obtenir des tensions de contact non dangereuses. L'analyse détaillée des facultés des conducteurs de terre, quant aux choix des types les plus rationnels, présente donc un intérêt particulier.

Il est important de noter que la nouveauté de l'électrification régionale, ainsi que les exigences très élevées, en comparaison avec les autres pays, que présentent les institutions de la protection du travail en ce qui concerne la sûreté du personnel employé aux installations de haute tension, exigeaient des constructeurs de ces dernières une attention toute spéciale pour les questions de prise de terre.

L'augmentation croissante de la puissance des usines génératrices exigerait, pour assurer une sécurité complète, tout en prenant en considération, pour le calcul des prises de terre, les cas les moins favorables de la fermeture de circuit à la terre, l'exécution de constructions techniques tellement compliquées, que le rendement même de ces installations de haute tension deviendrait douteux. D'autre part, l'expérience de l'U.R.S.S. et des autres pays a démontré, que les accidents à la suite des avaries qu'on prend d'ordinaire en considération pour le calcul des prises de terre de protection, arrivent très rarement, de sorte qu'un grand nombre de dispositifs techniques, surtout sur les lignes de transport d'énergie, restent inactifs, et leur aménagement surcharge inutilement les dépenses capitales.

En étudiant l'évolution des règlements de notre pays concernant les prises de terre de sûreté, nous voyons nettement la tendance d'affaiblir les exigences, qui sont posées à leur exécution; les règles donnent une liberté plus grande quant au jugement du risque techniquement admissible et justifiable économiquement. En même temps, on compte plus avec le peu de probabilités d'une coïncidence malheureuse des circonstances, ce qui a considérablement influé les mesures de sûreté.

Il n'est pas dénué d'intérêt de relever que nos premières usines génératrices ont été projetées et en partie construites dans des conditions qui rendaient difficile à nos ingénieurs d'être au courant du progrès de la technique étrangère. Les relations étaient très faibles, surtout avec l'Amérique, dont nous avons adopté le système de prise de terre directe, tandis que la technique européenne et surtout celle de l'Allemagne, les relations avec laquelle restèrent les plus étroites, s'orientent dans les questions de prise de terre, sur le système du neutre isolé.

Ces circonstances obligèrent nos organisations de constructions d'effectuer des travaux assez vastes pour obtenir des renseignements théoriques sur les phénomènes de distribution de courant à la suite de court-circuits à la terre, ainsi que pour avoir des données expérimentales sur les valeurs de la résistance de passage, sur la distribution du potentiel sur la surface et de l'influence des dispositifs artificiels, tels que les anneaux de sûreté, etc.

Ces travaux furent exécutés par les organisations susdites en collaboration avec les instituts et les écoles supérieures.

L'importance pratique de la question de la prise de terre a décidé le Conseil Central Electrotechnique de publier les règlements provisoires établissant les tensions de contact admissibles ainsi que les méthodes de calcul des appareils de prise de terre. Ces règlements exigent, pour les installations à neutre mis à la terre, un calcul pour un courant permanent de court-circuit et pour les installations à neutre isolé et sans appareils pour étouffer l'arc, un calcul de courant de double fermeture à la terre. La présence de ces derniers appareils ou bien des relais déclanchant automatiquement le secteur endommagés permet de compter dans ce calcul avec le courant monophasé dû à la capacité du circuit à la terre.

En ce qui concerne les tensions de contact, on adapta: 60 V pour les locaux humides, 150 V pour les installations de distribution et de 150 à 500 V pour les lignes de transport, selon le caractère de la contrée et le système de transport (neutre mis à terre ou isolé).

L'application de ces règlements, pour les tensions de l'ordre de 3 et 6 kV et en partie de 30 kV, se heurta à des difficultés dans les installations aux neutres isolés avec des courants de double circuit à la terre particulièrement grands et surtout dans celles où on ne pouvait établir de dispositifs de prise de terre suffisants et donc coûteux à cause du petit débit de consommation (kiosques de transformation). La Commission de l'Association Russe des Electrotechniciens avança un autre projet: baser le calcul de la prise de terre de sûreté pour les installations à neutre isolé sur la valeur du courant déconnectant les automates ou bien le courant de capacité à la terre, selon lequel est le plus grand.

On supposait ainsi que la brève action du courant de court circuit ne doit pas figurer dans le calcul et qu'il fallait, pour établir le potentiel dangereux, ne compter que les courants permanents, inférieurs à l'installation limite des dispositifs automatiques. Pour ce qui est des tensions-limites de contact admises, elles restèrent dans ce projet les mêmes que dans celui du Conseil Central Electrotechnique. Ces deux projets furent examinés au IX<sup>e</sup> Congrès Electrotechnique de l'U.R.S.S. (1928) qui approuva les nouveaux règlements. A présent, ces règlements sont en vigueur dans l'U.R.S.S. (ils sont publiés dans le recueil des «Règlements et Normes» éd. 1929).

Les changements concernèrent surtout les tensions de contact des lignes de transport. Les tensions des lignes traversant des contrées inhabitées ne sont soumises à aucun règlement. Dans les régions avec population rare sont admises des tensions de contact allant jusqu'à 500 V, en présence du neutre mis à la terre. Aux environs des villes, la tension ne doit pas dépasser 300 V, et dans les villes, mêmes 150 V. Dans les installations à neutre isolé aux chiffres de 500 et 300 V correspondent ceux de 250 et 150, mais le calcul dans ce cas est basé sur le courant dû à la capacité du circuit à la terre ou bien sur le courant assurant la déconnexion des dispositifs automatiques en présence d'une double prise de terre.

Les nouvelles règles qui préservent pour les systèmes à neutre mis à terre de faire le calcul pour un courant de court-circuit monophasé, admettent tout de même, pour certaines parties des lignes de transport (ne dépassant pas 3 km) passant par les villes ou par des parages peuplés, dans le cas où il est difficile d'obtenir une tension de contact normalisée de l'élever jusqu'à 500 V, en renforçant pour ceci l'isolement de la ligne (éléments de plus à la guirlande, remplacement des isolateurs à tige par des isolateurs suspendus, etc.).

On arrange de même la prise de terre des installations électriques, qui n'exigent pas la présence permanente d'un personnel et sont d'ordinaire fermées à clef, en prenant pour base le courant limité des dispositifs automatiques ou bien le 2,5 fois du courant des fusibles.

La permission d'introduire, comme mesure de sûreté, le renforcement de l'isolement, a une grande importance pour les lignes sur les supports en bois et des pylônes d'ancrage métallique, également dans les cas quand il y a un fil de terre à connexion électrique aux suspensions ou tiges des isolateurs sur les supports en bois, et dans les cas où ce fil de terre n'existe pas.

Les prises de terre des fils de terre qui ne sont pas joints électriquement aux suspensions (ou tiges) d'isolement et aux traverses métalliques des supports en bois sont calculées différemment. Dans ce cas, la valeur de la résistance des prises de terre, se prend sur la base des exigences de la protection contre les surtensions; les valeurs de résistance peuvent être beaucoup plus grandes et la résistance de  $10\Omega$  est encore considérée fort bonne du point de vue de la réflexion des ondes secondaires, mais elles peuvent être trop grandes pour un coup de foudre direct.

Nous signalons la grande importance de l'article des nouvelles règles qui permet, pour les installations à neutre isolé et dont le personnel se trouve constamment auprès de ses parties pouvant être sous tension, de ne pas compter avec le courant de double prise à terre si on a des dispositifs pour déconnexion automatique en présence d'une prise de terre unipolaire.

De même aux installations où un signal prévient à propos de la prise de terre unipolaire, et où le personnel de service a l'ordre de prendre immédiatement des mesures afin d'écarter le court-circuit monophasé au sol, il est permis de ne pas faire le calcul des dispositifs de prise de terre pour un double circuit au sol.

On peut, en ce qui concerne l'exécution des prises de terre, noter les particularités suivantes.

Les prises de terre des diverses (hautes) tensions, celles de sûreté et celles de service, disposées dans une construction ou dans quelques constructions contiguës, doivent selon la règle, être unies ensemble. En particulier, on joint à la prise de terre générale les fils de terre des lignes de transport. On admet des exceptions à cette règle si l'on peut, par des calculs respectifs, prouver l'utilité de prise de terre séparée. On ne peut utiliser en guise de dispositifs de prise de terre les conduits d'eau destinés à l'usage public, mais il est recommandé de joindre,

à titre de dispositifs de prise de terre supplémentaires les conduits d'eau de destination spéciale.

Dans tous les cas, les conducteurs de terre des appareils qui peuvent être atteints (par ex. les disjoncteurs à l'huile, les bâtis des machines, etc.) doivent être d'un diamètre tel que lors du passage du courant de prise de terre biphasée (neutre isolé) ou monophasée (neutre mis à la terre) ces fils ne fondent pas, leur solidité mécanique ainsi que les accouplements restent intactes.

Des sections transversales des conducteurs de 50 mm<sup>2</sup> pour le cuivre et de 100 mm<sup>2</sup> pour le fer sont considérées suffisantes dans tous les cas. Notons que l'expérience de nos constructions (voir la description des aménagements) trouve indispensable d'utiliser pour les courants très hauts des bandes de fer au-dessus de 100 mm<sup>2</sup>.

Pour les cas quand les coefficients de la tension du contact, c'est-à-dire les coefficients avec lesquels il faut multiplier la valeur du potentiel entier de la prise de terre pour obtenir la tension du contact, ne peuvent pas être obtenus par des mesures ou par analogie avec des installations semblables, les nouvelles règles admettent qu'on se serve des chiffres suivants:

Stations, sous-stations, locaux secs ..... 0,5

Locaux ayant des tapis de caoutchouc ..... 0,1

Lignes de transport sans adaptation de contours redressant

la chute du potentiel ..... 0,6

Pour le dispositif de prise de terre on recommande des tuyaux recouverts de zinc et des barres en fer ou en cuivre.

Le nombre minime des conducteurs de mise à la terre est défini par deux tuyaux, dont le diamètre est de 38 mm (1,5") et longs de 2 m. On prend pour tout le reste des dispositifs de prise de terre des dimensions équivalentes.

La plus petite épaisseur des bandes de cuivre ou de fer zingué ne serait pas inférieure à 3 mm.

Les règlements prescrivent le contrôle constant de la ligne de prise de terre avec annotation respectif dans un livre spécial.

Nous ferons plus bas connaissance de la construction des dispositifs de prise de terre dans les diverses installations de l'Union.

2. Arrangement des prises de terre aux installations à haute tension de l'Union.

On a commencé de construire en 1921 les grandes usines génératrices, prévues par le plan d'électrification générale. C'est à cette époque que les questions de prise de terre, vu le passage à la mise à terre directe des neutres, commencent à intéresser les électrotechniciens occupés à la construction des dites usines. Lors de la composition des premiers projets des dispositifs de prise de terre on a largement profité des données théoriques et expérimentales publiées dans les travaux de *Peters*, *Rudenberg*, *Chisser* et d'autres. Il était quand même indispensable de compléter ces matériaux, qui donnaient une juste voie dans la question du choix des types de dispositifs de mise à terre, par des expériences dans les conditions du sol local, afin d'établir les justes proportions de

qualité des systèmes des conducteurs de mise à terre. L'installation hydro-électrique du Volhov se heurta la première contre les questions de prise de terre: un grand travail expérimental a été accompli pendant l'élaboration du projet de l'installation du Volhov; les résultats de ces travaux concernant les questions de prise de terre ont été publiés dans les Nos. 6, 7, 9, 10—11 du bulletin de l'usine génératrice du Volhov, auxquels nous renvoyons les personnes qui s'intéressent au détails. Ici nous n'allons que décrire brièvement l'arrangement de la prise de terre de l'usine et de la ligne de transport. Les neutres des transformateurs de 115 kV, de l'usine génératrice du Volhov possèdent une prise de terre directe; la prise de terre de l'usine, à laquelle les neutres des transformateurs sont joints, sert de prise de terre de sûreté aux appareils de 11 kV (tension de générateurs) et de 3,3 kV (tension des installations auxiliaires). En dérivant du calcul d'un courant du circuit monophasé à la terre de 1500 A, les ingénieurs voulaient assurer une tension de contact ne dépassant pas 150 V. La principale prise de terre de l'usine génératrice est exécutée en barres de fer de 1,5'' disposées dans une couche de pierre calcaire sous la surface de l'eau. Les barres sont introduites dans des ouvertures forcées de 5 cm en diamètre et comblées de béton qui restera toujours humide grâce à ce que les ouvertures se trouvent sous l'eau. D'après les expériences la résistance d'une barre de 3 m monte à  $15\Omega$ . La prise de terre consiste de deux rangées de barres, placées à 3 m l'une de l'autre: l'une d'elle est disposées du côté de l'eau basse le long du mur de la salle des machines, l'autre du côté de la chambre parallèlement à la première (voir fig. 1). Les barres sont unies par une bande de fer rond  $\varnothing 1\frac{1}{2}$ '' au soudage à feu. Neuf fils de fer ( $\varnothing 1\frac{1}{2}$ '' ) vont de chaque rangée des barres aux bandes intérieures de la prise de terre, les conducteurs de la prise de terre passent par le béton de la bâtisse. On a utilisé en guise de canalisation de la mise à terre supplémentaire les grilles des chambres à turbines ainsi que l'armure en fer de la bâtisse de la station.

Les deux rangées des barres ensemble avec l'armature en fer de la bâtisse ont donné, avant l'inondation de la chambre une valeur de résistance de  $0,2\Omega$ . Quatre fils de terre de 50 mm<sup>2</sup> joignent à la prise de terre de l'usine les prises de terre linéaires de la double ligne de transport.

D'après les calculs la résistance de l'usine génératrice ne doit pas dépasser  $0,135\Omega$ , ce qui donne, en présence d'un courant calculé monophasé de circuit à la terre de 1500 A (calcul est fait seulement pour la puissance de l'usine génératrice du Volhov) la valeur du potentiel de l'usine  $= 1500 \cdot 0,135 = 200$  V.

Si l'on prend en considération, sur la base de la mesure de la distribution des potentiels (Fig. 1), qu'on ne peut attendre sur le territoire de l'usine même une différence de potentiels de plus de 25% du potentiel général, on obtient une tension de contact  $V = 200 \cdot 0,25 = 50$  V, c'est-à-dire un chiffre ne soulevant aucune crainte; mais il faut avoir en vue que l'usine de Volhov travaille parallèlement avec d'autres usines génératrices de l'union de Leningrad, ce qui explique pourquoi la prise de terre a dû être exécutée avec une réserve.

La prise de terre de la principale sous-station d'abaissement à Leningrad est de même faite en barres de  $1\frac{1}{2}$  et de 3 m en longueur, enfoncées à une profondeur de 3,8 m de long des murs du bâtiment

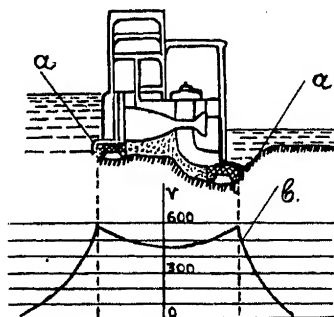


Fig. 1. Profil vertical de la station Volkhoff avec indication de la disposition des barres de contact avec la terre (a). b = Courbe de la distribution du potentiel sur la surface du sol dans le territoire occupé par la station.

de la sous-station (à la distance d'un mètre des murs). Elles sont reliées entre elles par une bande de fer rond de  $\frac{1}{2}$ " qui représente un contour clos autour du bâtiment. Vis-à-vis des entrées et sorties de la sous-

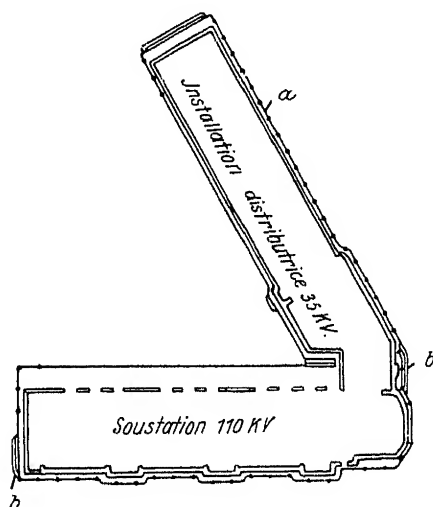


Fig. 2. Plan de l'installation fondamentale du contact avec la terre de la sousstation réductrice principale à Leningrad.

a = Contour en fer rond joignant les barres enfoncées en terre. b = Fil en cuivre, posé en deux rangées pour l'amélioration de la distribution du potentiel.

station sont disposés en deux rangées des fils conducteurs en cuivre, afin d'assurer une chute plus régulière du potentiel sur la surface de la terre (Fig. 2). En qualité de conducteurs de la prise de terre supplémen-

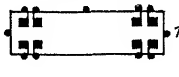
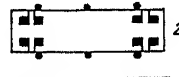
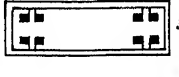
taires on a utilisé à la sous-station: a. le réseau des conduits d'eau locale d'une résistance d'environ  $0,25\Omega$ ; b. le tuyau d'un puits artésien; c. des réservoirs en fer enfouis dans la cour de la sous-station; d. les fils de terre de la ligne de 115 kV, et e. l'armure des câbles de 35 kV.

Des calculs ont démontré que pour le court circuit monophasé à la terre la tension de contact de la sous-station du côté des 35 kV atteint environ 125 V, ce qui en grande partie est dû à la distribution favorable des potentiels au dedans des contours. Les ingénieurs ont accordé beaucoup d'attention à la prise de terre de la ligne de transport du Volhov conduit à Leningrad par deux circuits posés sur des supports différents; les supports intermédiaires sont faits en bois, les pylônes spéciaux et l'ancrage — en métal. Chaque circuit possède deux fils de terre en acier d'une section de  $50\text{ mm}^2$  avec prise à la terre seulement aux supports métalliques; sur les supports en bois les fils de terre sont liés à l'armature des isolateurs. Dans la partie des faubourgs, sur une distance de 6 km toutes les pylônes intermédiaires et d'ancrage sont métalliques; des pylônes métalliques sont élevées sur les deux côtés de toutes les routes traversées. Les auteurs du projet de la prise de terre de la ligne de transmission ont voulu assurer aux pylônes placés dans les endroits peuplés et près des routes animées 125 V; aux pylônes éloignés des habitations et des routes — 250 V; et au reste — 500 V. Pour obtenir sur la ligne ces proportions de tension du contact, les prises de terre linéaires ont été exécutées de façon à ce que leur résistance ne dépasse pas  $5\Omega$ .

La distance entre les axes des deux circuits est de 17,3 m; la prise de terre accomplie de manière à ce qu'elle soit générale pour les deux pylônes des circuits parallèles. Après une série d'expérience on a adapté comme type principal le système de dispositif de prise de terre combiné de tuyaux et de bandes. De cette façon on a pensé obtenir une stabilité plus grande de la résistance et une conductivité suffisante. Mais le forage du sol ayant signalé en certains endroits une couche de pierre calcaire, on a renoncé aux tuyaux pour ce secteur pour les remplacer par deux contours en bande, embrassant les fondements des tourelles des deux circuits. La longueur du périmètre de l'un atteint 60 m, celle de l'autre 70 m, ils sont enfouis respectivement à une profondeur de 50 et 80 cm. Sur les autres secteurs de la trace la prise de terre est faite de 6 tuyaux à 3 m,  $\varnothing 1\frac{3}{4}''$  reliés par une bande; les tuyaux sont enfouis à une profondeur de 3,8 m. Auprès des plus importants pylônes, ainsi qu'auprès de ceux dont le fondement est protégé par des rainures, abandonnées dans le sol après les travaux de béton, la prise de terre consiste de 12 tuyaux avec le même contour en bande. Tous les tuyaux sont zingués: on a employé des bandes de deux grandeurs:  $2 \times 40\text{ mm}$  et  $3 \times 60\text{ mm}$ ; les tuyaux sont unis aux bandes par des gâches, les contours sont reliés avec les pieds des pylônes par du fer en bandes à l'aide de boulons.

Nous montrons dans le tableau 1 les schèmes de trois systèmes décrits avec indication de la résistance et la résistance spécifique du sol, et du coefficient caractérisant la plus grande valeur de la chute du

Tableau 1

No. par ordre	Schème de prise de terre	$R$	$\varrho$	$\xi$	Quantité du matériel
1		4,64	$0,933 \cdot 10^{-4}$	0,36	tuyaux 12 bandes 60 m
2		6,74	$0,933 \cdot 10^{-4}$	0,36	tuyaux 6 bandes 60 m
3		2,95	$1 \cdot 10^{-4}$	0,35	bandes 130 m

$R$  = résistance de prise de terre.  
 $\varrho$  = résistance spécifique du sol, définie par un appareil de mesure.  
 $\xi$  = coefficient de la tension du contact.

potentiel à un point, disposé à un mètre du pylône (coefficient de la tension du contact) obtenue par voie de mesures détaillées et soignées de la distribution du potentiel.

Le premier pylône a commencer par de l'usine, placé au milieu d'un village et 2 postes de commutation ont des prises de sol exécutées avec beaucoup de soin. La prise de terre du poste «Nasia» consiste de 24 tuyaux et d'une bande de fer de 92 m; la prise de terre du poste «Sapernaya» a 27 tuyaux et une bande de 242 m.

Le tableau 2 donne les valeurs calculées pour les tensions de contact possible sur différentes sections de la ligne pour les courants de la première période d'exploitation.

Tableau 2

Caractère de la région où sont situés les pylônes	Tension du contact en V
a. pylônes dans les régions peu peuplées.....	350—150
b. pylônes aux croisées des chemins peu fréquentés.....	250
c. pylônes dans les endroits peuplés.....	70

Simultanément avec les travaux de prise de terre de l'usine du Volhov, se développait un travail analogue dans une autre grande union d'usines génératrices, dans celle de Moscou. La prise de terre directe du neutre a été pour la première fois effectuée à l'usine génératrice d'Etat de Chatoura, construite en 1921—1925 selon le plan d'électrification pour les besoins de la ville de Moscou. L'arrangement de prise de terre du premier tour de l'usine génératrice de Chatoura qui possède une prise de terre directe du neutre seulement pour la tension de 110 kV, consiste d'une rangée de tuyaux enfouis sous les fondements des murs extérieurs de la halle aux machines, du poste de distribution à 6 kV, et de la sous-station 115 kV. Les tuyaux enfoncés dans le même ordre près des murs de la sous-station de 30 kV représentent un groupe



à part. Les tuyaux sont unis par une bande formant un contour fermé sous les murs des bâtiments. En unissant les deux groupes de prise de terre on obtint une résistance totale de 0,12, ce qui suffit à une sûreté en cas de court-circuit monophasé à la terre, au moins pour une puissance du premier tour.

La ligne de transmission de l'usine de Chatoura à Moscou mesure 130 km et représente deux circuits portés par des pylônes en métal à 4 pieds du type américain. Deux fils de terre en acier d'une section de 50 mm<sup>2</sup> sont mis à la terre directement par le corps métallique de chaque pylône; les tabourets en métal de pylônes représentent une mise à la terre naturelle, et aux bases des pylônes intermédiaires se trouvent des feuilles de tôle à chaudière de 60 × 60 cm. Tout de même une prise de terre de ce genre ne garantissait pas une valeur des tensions de contact acceptable. C'est pourquoi on a disposé concentriquement à chaque base un anneau de fer en bande de 50 × 10 mm, d'un ø 3000 mm à une profondeur de 400 mm de la surface du sol, afin d'obtenir une distribution avantageuse du potentiel autour du pied du pylône. Les pylônes à fondement en béton et en maçonnerie furent munis, en dehors de l'anneau, encore de tuyaux (ø 2—1½", longueur 2 m) afin de réduire la résistance de la prise de terre. Les pylônes particulièrement importants ont été munis de 2 anneaux autour de leurs pieds: le premier, d'un diamètre de 2700 mm et enfoui à une profondeur de 300 mm, et le second d'un diamètre de 3500 mm à une profondeur de 600 mm; en outre un tuyau long de 2 m fut joint à chaque anneau intérieur.

Le second anneau a pour but de baisser encore quelque peu la tension de contact sur le compte de l'amélioration de la répartition du potentiel. Les moyennes de résistance des pylônes le long de la ligne furent de 8,5 à 10 Ω, de sorte qu'en présence de deux fils de terre en acier et d'un courant calculé de 1100 A le potentiel des pylônes atteint

$$V = 1100 \cdot \frac{1}{2} \sqrt{0,55 \cdot 8,5} = 1190 \text{ V.}$$

En admettant que les anneaux donnent la possibilité d'employer, pour obtenir la tension de contact, un coefficient de 0,2 (ce qui a été vérifié par des expériences), on verra que la tension de contact ne dépassera pas  $V = 0,2 \cdot 1190 = 230 \text{ V}$  pour chaque pylône. La partie de la ligne qui passe par la ville exigeait des arrangements de prise de terre exceptionnellement sûrs. 27 pylônes sont situés sur le quai de la rivière de Moskwa de façon que les piétons circulent entre leurs pieds. Tous ces pylônes sont ancrés, ils sont d'une solidité élevée, sont espacés à 130 m l'un de l'autre et ont une double guirlande de 8 éléments. La mise à la terre de chaque pylône consiste de 10 tuyaux et d'un contour en fil conducteur de cuivre d'une section de 95 mm<sup>2</sup>. Les tuyaux de 2,5 m sont enfouis le long des côtés du rectangle embrassant la base des pieds (Fig. 3); quatre tuyaux sont enfoncés dans le sol sous-marin du côté du bord, quatre du côté du pavé à une profondeur considérable et deux sur les côtés; le contour en cuivre repose à une profondeur de 300 mm, quatre fils conducteurs en cuivre de 95 mm

chacun montant le long de chaque pied du pylône et sont liés ensemble à la hauteur de la première zone. Le contour est uni aux tuyaux par un fil conducteur de  $35 \text{ mm}^2$ . Des mesures exécutées ont démontré que la résistance moyenne des pylônes riverains ne dépasse pas  $1,8 \Omega$ , tandis que le coefficient qui escompte la distribution des potentiels atteint en moyenne  $0,3-0,35$ . La tension de contact dans cette partie de la ligne pour la puissance originelle se maintient dans les  $150-200 \text{ V}$ , ce qui répond entièrement aux exigences de la sécurité. Notons encore que la ligne possède un isolement élevé: 8 éléments pour

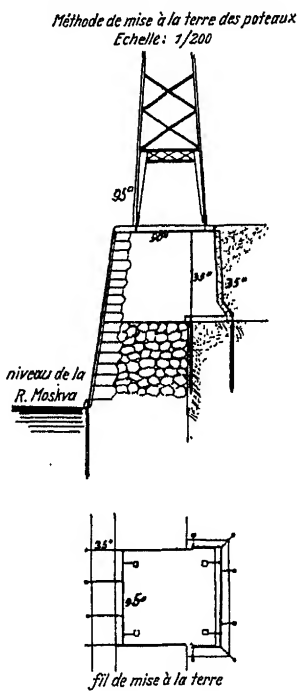


Fig. 3. Mise à terre des supports de la rive de la ligne de Chatoura à Moscou.

la tension ouvrière  $115 \text{ kV}$ ; de plus les isolateurs de la partie à la ligne passant par la ville sont soumis à un contrôle méticuleux.

Un second grand travail ayant trait aux prises de terre compliquées, exécuté par le Moguès fut la construction du cercle (ligne) de haute tension de Moscou, de  $115 \text{ kV}$ .

Toutes les usines génératrices du Moguès peuvent être unies par ce cercle, mais les usines qui fonctionnent pour ce cercle vont être sectionnées de façon à ce que dans une section le courant du court circuit monophasé à la terre soit limité par  $3000 \text{ A}$ . Le cercle, d'une longueur générale de  $60 \text{ km}$  ( $45 \text{ km}$  sont déjà montés) passe par les faubourgs de Moscou et en partie par des endroits très peuplés et longe presque sans interruption le chemin de fer de contour. Le rapprochement

entre les fils du cercle et ceux de la poste et du blocage du chemin de fer atteint à certains endroits quelques dizaines de mètres. Ce caractère extrêmement difficile de la trace de la ligne a fait avancer la question d'application dans ce cas d'un fil de terre en bronze, bon conducteur. Le rôle du fil de terre comme moyen de protection des lignes de communication contre l'action inductive des courants du court-circuit et comme distributeur de ces courants est suffisamment éclairci dans le «Bulletin de l'Electrotechnique Théorique et Expérimentale», 1928, No. 5, page 161. On y trouve aussi les résultats des mesures prises sur une section de la ligne contournant Moscou. Bornons nous ici à l'indication que sur les secteurs de 115 kV du cercle avec une résistance des pylônes de quatre à vingt  $\Omega$ , on a réussi à obtenir une résistance combinée des «fils de terre et pylônes» de 0,25 à 0,45  $\Omega$ , en présence de 2 fils de terre de bronze, d'une section de 50 mm<sup>2</sup> avec une conductivité équivalente à 75 % de celle du cuivre.

Les pylônes métalliques individuels de ligne n'ont pas de prise de terre spéciales; en guise de tels servent les tabourets métalliques; les tourelles intermédiaires sont pourvues à la base d'une feuille de tôle 60 × 60 cm à une profondeur de 1,7 m, tandis que les tours d'ancrage ont une feuille de 100 × 100 cm à une profondeur de 2,25 m. Les tourelles aux angles sont posées sur des fondements en ciment armé, dont l'armature en fer sert d'électrode de mise à la terre. La question de conductivité du béton est encore peu étudiée et il est difficile de dire comment se comportent des fondements en béton en ce qui concerne leur résistance après quelque temps; des mesures entreprises pendant la première année de la construction de la ligne ont montré que par la grandeur de résistance les pylônes avec des fondements en ciment armé diffèrent très peu de celles qui ont des pieds métalliques.

La résistance des pylônes du cercle varie beaucoup selon le caractère du terrain: le tableau 3 donne les chiffres moyens des résistances mesurées des pylônes d'alignement, d'ancrages et d'angles sur des sols différents.

Tableau 3

Pylône à tabourets métalliques ...	5,0 $\Omega$	} sol humide et marécageux
„ „ fondation en béton .....	4,0 „	
„ „ tabourets métalliques ...	10,0 „	} sols moyens (terre glaise avec sables et terre argileuse)
„ „ fondation en béton .....	10,0 „	
„ „ tabourets métalliques ...	30,0 „	} sable
„ „ fondation en béton .....	25,0 „	

L'adaptation de fil de terre bons conducteurs ne resout pas à elle seule la question de sécurité sur la ligne du cercle, car si l'on prend, par exemple, la plus grande résistance combinée des fils de terre et pylônes — 0,45  $\Omega$  on peut obtenir à un pylône une tension de contact en présence d'un courant de 3000 A

$$V = 3000 \cdot 0,45 \cdot 0,6 = 840 \text{ V.}$$

Dans cette formule 0,6 représente le coefficient de la distribution des potentiels. Rapellons que les règlements du IX<sup>e</sup> Congrès Electro-

technique de l'U.R.S.S. permettent justement de prendre ce coefficient pour les lignes de transport dont les tours n'ont pas d'adaptation spéciale pour la répartition des potentiels.

Quoique un courant de 3000 A est loin d'être obtenu encore à présent, la tension obtenue est quand même excessive pour un quartier de faubourg, c'est pourquoi on a employé sur toute la ligne pour réduire la tension de contact, des anneaux de fer en bandes reliées sous terre aux tabourets métalliques des ancres et aux tours intermédiaires.

La question de perfectionnement de la répartition des potentiels par des anneaux a été étudiée dans un laboratoire sur des modèles de sous-pieds dans un bain électrolytique. D'accord avec les données obtenues sur les relations entre le diamètre des anneaux, la profondeur de leur emplacements et le coefficient caractérisant la plus grande baisse de potentiel jusqu'à un point situé à un mètre du pylône (coefficient de la tension de contact). Ces anneaux furent faits de fer en bandes de  $40 \times 10$  mm, d'un diamètre de 2400 mm pour les pylônes d'alignement, et de 3100 mm pour les pylônes d'ancrage et ils furent ensevelis dans les deux cas à une profondeur de 400 mm. Les anneaux sont unis aux pylônes à l'aide d'un fil en cuivre de 70 mm<sup>2</sup>. La hauteur du coefficient de la tension de contact fut aussi établie par les expériences et on obtint 0,2.

Les renseignements dont on dispose jusqu'à présent sur la base des mesures de la répartition des potentiels dans les conditions pratiques, permettent d'adapter ce coefficient.

En prenant en considération l'effet d'écran de l'anneau dans les différents secteurs de la ligne en cercle on peut obtenir des tensions de contact de 150 à 260 V, ce qui déjà peut être accepté.

La question de sécurité a trouvé une solution exceptionnelle sur la ligne de 115 kV du Moguès—Kachira—Toula. Cette ligne avec des tours intermédiaires en bois et des tours d'ancrage métalliques, des supports spéciaux et d'angle aussi métalliques ne possède pas de fils de terre distributeurs du courant. De sorte que dans le cas d'une avarie à un pylône métallique tout le courant de fermeture du circuit au sol se dirige dans la terre par la résistance de passage de cette tour. Des mesures ont établi que la grandeur moyenne de résistance de la prise de terre des tours métalliques de la ligne Kachira—Toula, qui consiste de tabourets métalliques et d'anneaux auprès des ancres (Fig. 4) et d'armature en fer des fondations en béton et d'anneaux (Fig. 5) chez les supports d'angle, atteint 5—6  $\Omega$ . Il est évident qu'en présence d'un courant de quelque importance de fermeture de circuit monophasé au sol, on obtiendra des potentiels élevés et même le coefficient de tension de contact 0,2 ne garantira pas la valeur de tension de contact non dangereuse. Pour rendre peu probables des cas de fermeture du circuit au sol on a suspendu aux pylônes métalliques des guirlandes avec un nombre d'éléments dépassant d'une pièce le chiffre normal — conformément aux règles du Congrès Electrotechnique de l'U.R.S.S. (6 éléments sur les pylônes d'alignement en bois et 8 éléments sur les pylônes métalliques).

Les sous-stations du cercle de haute tension de Moscou ont trois tensions ouvrières: 110/33/6,6 kV, dont la tension primaire 110 kV fonctionne avec le neutre mis à la terre et les deux autres sans prise de terre. Selon les règlements la prise de terre de sûreté de ces sous-stations est calculée pour un courant unipolaire de court-circuit du côté de 110 kV, dont la grandeur est à présent limitée par 3000 A, comme il a été mentionné plus haut. Les sous-stations déjà construites et en exploitation actuellement ont un arrangement de

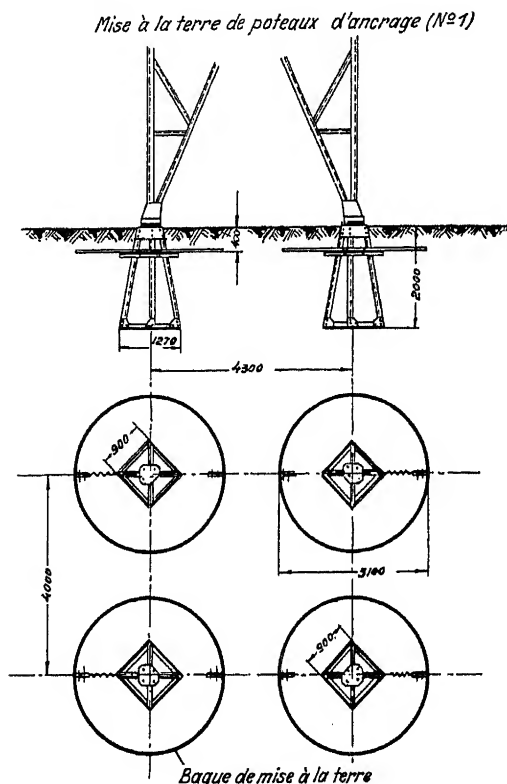


Fig. 4. Mise à terre du support d'ancrage de la ligne Kachira-Toula.

distribution de 110 kV du système extérieur, les arrangements de distribution des deux autres tensions sont disposés dans les bâtiments respectifs. On avait en vue, lors du projet de la prise de terre de sûreté, d'assurer une tension de contact normalisée de 150 V. A ces fins en dehors d'une valeur suffisamment basse de la résistance de la prise de terre, il a fallu atteindre encore sur le terrain de la sous-station extérieure un bon coefficient de la tension de contact.

Ce problème devait trouver des solutions différentes, car les conditions du sol sont fort variées aux emplacements de chaque sous-station. Dans les cas où le sol des sous-stations extérieures était bon conducteur,

et les quelques tubes enfoncés pour faire l'expérience donnaient un chiffre pas grand de la résistance on adaptait le système de prise de terre de sûreté fait en tuyaux enfoncés le long du contour extérieur embrassant le terrain de la sous-station et réunis entre eux par une bande de fer (voir le tableau appendice — sous-station 1). Le nombre de tuyaux nécessaires était établi en dérivant de la valeur moyenne de la résistance de passage d'un tuyau et du coefficient de l'effet d'écran des tuyaux égal à 0,5. Les tuyaux étaient enfoncés

*Mise à la terre des poteaux (N°3)*

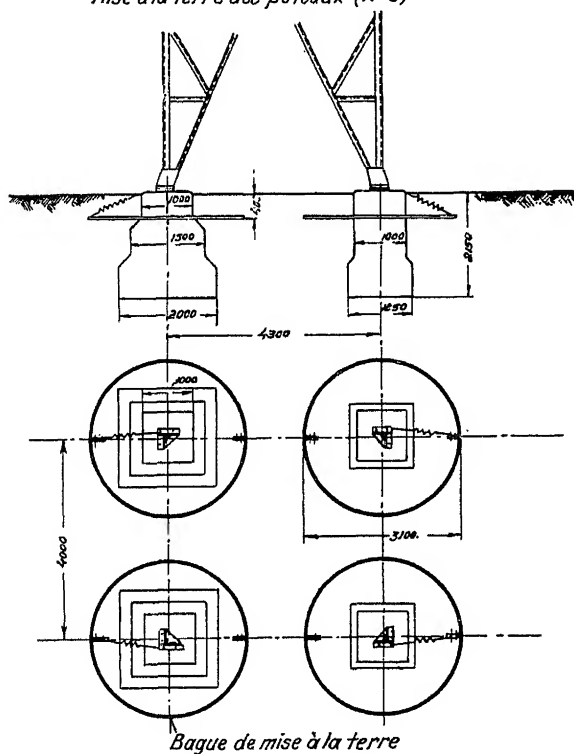
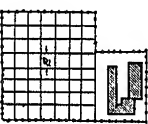
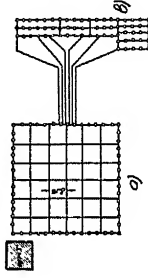
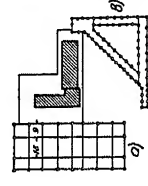
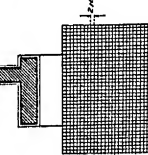
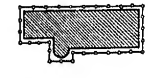
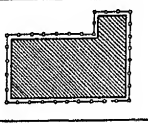


Fig. 5. Mise à terre du support d'angle de la ligne Kachira-Toula.

à une distance de 2,5 m l'un de l'autre; on ne prenait pas en considération la conductivité de la bande de fer reliant les tuyaux entre eux, afin d'assurer en réalité un résultat quelque peu meilleur que donne le calcul. Une partie des tuyaux fut enfoncée le long d'un contour embrassant les bâtiments des appareils de distribution de deux autres tensions et réunie ensuite au contour de fond de la sous-station en plein air. On a obtenu par ceci le rabais de la valeur absolue de la résistance générale de prise de terre et en même temps, la prise de terre de sûreté des tensions de 30 et 6 kV a été incluse dans la prise de terre générale de la sous-station. A part cette prise de terre principale des électrodes on a projeté de

Tableau 4. Données sur les électrodes de mise à la terre.

Situation des électrodes de mise à la terre						
Nom de la sous-station	Izmailovo	Karatcharovo	Sokolniki	Istomkino	Podlipki	Bo'choi Dvor
Nombre des tuyaux . . .	250	380	170	0	21	27
Longueur des bandes en mètres . . . . .	2000	3000	1500	8000	180	110
Courant du court-circuit ampères (calculé) . . .	3000	3000	2860	3000	50	50
Résistance du contact avec la terre en ohms . . .	0,1	0,13	0,17	0,3	2	1,3
Coefficient de tension de contact . . . . .	0,1	0,346	0,235	0,15	0,5*	0,5*
Potentiel absolu volts . .	300	380	485	900	100	65
Tension du contact volts	30	135	114	135	50	37,5
Solet résistance d'un tuyau en ohms . . . . .	Argile 12	Sable 120 Tourbière 25	Sable 90 Terre argileuse 19	Pierre de l'espèce «Opoko» 60	Terre sablonneuse	Terre argileuse avec surface humide

\* Ces coefficients correspondent à ceux du règlement.

disposer sur le terrain de la sous-station extérieure un filet en rubans de fer pour la répartition du potentiel; ce filet devait donner le meilleur coefficient possible de la tension de contact dans le contour de la sous-station ouverte.

En guise de matériel pour les électrodes principales, on s'est servi de tuyaux en fer zingués, longs de 2,5 m et d'un  $\varnothing$  de 2"; pour le filet et les jointures on a utilisé du fer en bandes de  $40 \times 8$  mm.

Pour éviter des fluctuations considérables de la valeur de la résistance de la prise de terre, durant les différentes saisons de l'année et se rattachant à la congélation du sol, les tuyaux furent enfoncés de façon que leur bout supérieur se trouvait à une profondeur d'un mètre et que leur bout inférieur reposait à 3,5 m sous la surface de la terre. En moyenne le sol gèle dans la partie centrale de l'U.R.S.S. à une profon-

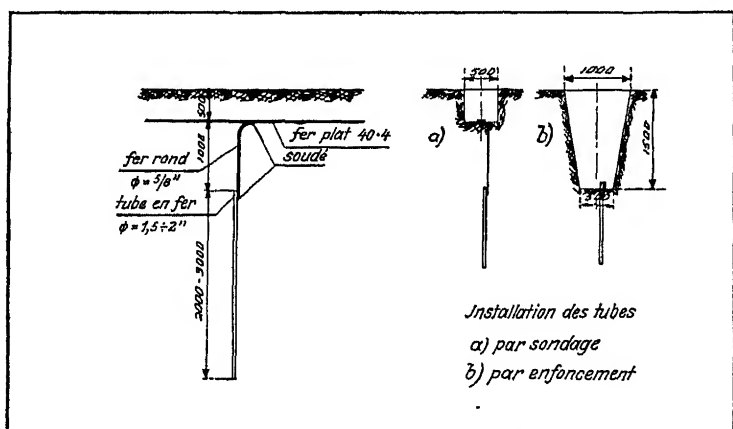


Fig. 6. Esquisse de la disposition des tuyaux et de la bande pendant la mise à terre aux sous-stations du „Mogues“.

deur de 2 m. De sorte que  $1\frac{1}{2}$  m des tuyaux restera toujours dans une sol non figé par le froid (Fig. 6).

La bande réunissant les tuyaux était disposée ou bien aussi à une profondeur de 1 m (à cet effet on faisait une tranchée d'une profondeur de 1 m) ou bien on la plaçait comme d'ordinaire à une profondeur de 400 m. Dans ce dernier cas on soudait aux tuyaux des bouts de fer rond (voir le croquis).

Pour accomplir tous ces accouplements on usait du soudage à électricité. Pour agrandir l'effet d'écran du filet distributeur à l'intérieur du contour on le disposait à une profondeur de 400 mm.

Dans les cas quand le sol sur le terrain de la sous-station en plein air se trouvait être mauvais conducteur (sable) et il y avait tout près un terrain du sol avec une bonne conductivité, les tuyaux des électrodes principales furent transportés dans ce dernier. On laissait alors sur le territoire de la sous-station le contour extérieur fait d'une bande de fer avec un nombre restreint de tuyaux enfoncés le long de ce contour.



A l'intérieur du contour était aménagé un filet distributeur (voir le tableau — sous-station 2 et 3). Ce filet relié au contour extérieur autour du terrain de la sous-station en plein air et des bâtiments adjacents, était uni avec les électrodes principales par une touffe de rubans de fer d'une section suffisante.

La dimension du carré du filet distributeur des sous-stations variait de 3 à 13 m selon la valeur efficace absolue de la résistance de prise de terre. On faisait le calcul de façon qu'en présence des pires valeurs de la résistance on puisse obtenir sur le compte d'un filet plus dense, le meilleur coefficient de la tension de contact et atteindre ainsi une tension de contact réglée.

A une sous-station le sol fut très rocailleux et formait à la profondeur d'un mètre des couches presque entières de pierre calcaire. Ce cas présente un intérêt particulier. Il était impossible d'utiliser des tuyaux en qualité d'électrodes principales et toute la prise de terre fut exécutée d'un ruban de fer en forme de filet très dense. Dans ce cas le filet jouait donc le rôle des électrodes principales et de distributeur du potentiel. La densité du filet était dictée par la nécessité d'obtenir le meilleur coefficient de tension de contact possible, car il était difficile d'atteindre une valeur efficace basse de la résistance absolue.

Le tableau montre les formes d'exécution des différentes prises de terre, le nombre des tuyaux et la longueur globale de la bande de fer enfouie. Il est indiqué aussi le genre du sol et la résistance individuelle de différents tuyaux caractérisant la conductivité du sol. Les valeurs de la résistance des prises de terre balancent selon les mesures en moyenne de 0,1  $\Omega$  jusqu'à 0,2  $\Omega$  et les coefficients de la baisse du potentiel entre 0,1 et 0,4.

Ce même tableau donne encore deux arrangements de prise de terre de sous-station du type intérieur pour une tension ouvrière de 35 kV et raccordées à un réseau qui fonctionne avec le neutre isolé. Dans ce cas la prise de terre est calculée pour un courant de capacité, conformément aux normes. Prenant en considération la possibilité d'utiliser dans les aménagements distributeurs du type intérieur des tapis de caoutchouc spéciaux, le coefficient de la baisse du potentiel peut être pris (d'après les règlements) 0,1. Dans ces conditions il suffisait d'atteindre une résistance absolue de la prise de terre de 1—2  $\Omega$ , les prises de terre sont construites analogiquement à ce qui a été décrit plus haut, c'est-à-dire en tuyaux de fer réunis entre eux par une bande de fer. Toutes les prises de terre ont été vérifiées par un calcul de l'échauffement provenant du passage des courants de la prise de terre pendant un espace de temps fixé par l'exposition de l'interupteur automatique.

### Summary

The specifications on earthing systems approved by the IXth Electrotechnical Congress have so far met with no serious objections, on the part of constructing and Working engineers, on the one hand, and State control for the safety and protection of labour, on the other. There is ample evidence from the instances given

in the present paper that, though practical applications may undergo improvement, the standards recommended by the above congress are likely to be adhered to.

It has been frequently urged that such specifications should include formulae based on the experience gained in the course of recent years, so as to give definite information on the choice of suitable earthing devices for various kinds of soil, and that greater attention should be paid to the distribution of current and potential drop at the points at which the current is grounded. It is also important to establish standard methods for determining the resistance of soil. In addition, numerous and careful measurements must be made in order to determine the mean values of coefficient for different protective devices, such as grids, rings, etc. The behaviour of concrete foundations as to the earthing of current particularly requires investigation. The statement that single pole earthing systems are unreliable in the case of metal towers forming single units in a transmission line of wooden poles, even when the insulation of the conductors, which are carried on metal brackets, is strengthened, requires confirmation. Strengthening of the insulation for this purpose would also require more accurate quantitative analysis.

The investigation of ground wires of good conductivity, such as bronze, aluminium-steel, copper-steel, etc., should be continued and developed so that simple but sufficiently reliable formulae for the conducting properties of the ground wire may be obtained.

In conclusion it may be mentioned that Glavelectro (Electric Administrative Council of U.S.S.R.) has charged the Institute of Scientific Research as well as the technical colleges with task of investigating this question. A great quantity of information at present available is being investigated with a view to revising, supplementing and rendering more accurate existing U.S.S.R. standards.

Russie

## Influence des lignes de transmission électrique à haute tension sur les lignes télégraphiques

Conseil Central Electrotechnique

*Prof. P. A. Asboukine, Ing. E. N. Petrinsky  
et Ing. Gratschev, Ing. Markovic, Ing. Teleche'v*

### Recherches sur l'influence de la ligne de transmission électrique Wolchoff sur les lignes télégraphiques

*Prof. P. A. Asboukine*

La ligne de transmission électrique *Wolchoff* comprend deux circuits à courant triphasé avec une distance entre leurs axes de 17,2 m. La longueur de la ligne est de 130,4 km. Les fils conducteurs (section transversale — 120 mm<sup>2</sup>, diamètre — 14,1 mm.) sont disposés dans un plan horizontal à 4 m de distance l'un de l'autre. La hauteur moyenne de suspension est de 7,4 m. A 2,05 m, au dessus des fils de chaque circuit, sont disposés deux cables, contenant chacun 7 conducteurs en acier de 3 mm. La résistance ohmique de chaque fil de phase est de 19,1  $\Omega$ ; la réactance moyenne — de 55,6  $\Omega$ ; la capacité moyenne de service du fil de phase est égale à 1,13  $\mu$ F. Les fils conducteurs du télégraphe sont suspendus à trois lignes parallèles de poteaux disposées à 1,5 m de distance l'une de l'autre, séparées de la ligne de transmission électrique par le chemin de fer. Les fils sont suspendus au moyen de crochets, fixés aux poteaux plantés en quinconce. La distance entre les fils est de 45 cm. Tous les fils sont en fer (la plupart ont un diamètre de 5 mm) à l'exception d'un circuit à conducteur double en cuivre (diamètre des fils 4 mm) qui occupe la troisième et la quatrième place dans la ligne moyenne des poteaux. La quantité totale des fils est de 25.

La distance moyenne susmentionnée entre les axes de la ligne à courant faible et le circuit le plus proche de la ligne de transmission électrique est de 103 m, celle pour le second circuit, de 120 m.

Des recherches spéciales ont été faites pour déterminer l'influence des conducteurs à haute tension sur les fils télégraphiques.

Les expériences avaient pour but de vérifier les calculs des tensions dangereuses, sur lesquels était basée la protection des fils télégraphiques.

Quant à l'induction électromagnétique dangereuse, il a été constaté que la f.é.m. d'induction en cas de mise-à-la terre double de la ligne de transmission électrique est considérablement inférieure à

celles calculées d'après les formules recommandées par le règlement pour la protection des lignes télégraphiques contre les influences des lignes de haute tension ainsi que d'après les formules plus exactes. En outre les expériences sur les courts-circuit de l'un des fils de la ligne de transmission électrique par la terre en cas de tension réduite ont démontré une forte influence sur la grandeur de l'induction de l'état électrique du second circuit de la ligne de transmission électrique. En conséquence des expériences ont été opérées à la fin d'élucider cette influence sous diverses conditions tant sur les lignes de transmission électrique, que sur les lignes télégraphiques.

Tous les fils des deux circuits des lignes de transmission électrique ayant été isolés excepté un par lequel le courant, passant de la génératrice par la terre vers le bout de la section de rapprochement est fermé et tous les fils télégraphiques ayant été isolés de même, le courant de court-circuit sur la ligne de transmission électrique de 22,5 A a donné pour les fils télégraphiques une f.é.m. d'induction de 150 V, tandis que la grandeur de la f.é.m., calculée d'après la formule du règlement provisoire sur les fils télégraphiques est égale à 270 V, c'est à dire que la tension mesurée ne représente que 55% de celle calculée. Si l'on calcule l'induction d'après le nouveau règlement allemand

$$= 0,7 \omega J \frac{l}{\sqrt{a}} 4,10^{-3}, \text{ la grandeur de f.é.m., obtenue par l'expérience}$$

représentera 76% de celle calculée.

Les calculs d'après la formule *Pollaczek* donnent la grandeur des coefficients de l'induction mutuelle pour  $f = 50/\text{s}$  et étant donnée la conductibilité du terrain  $5.10^{-14} C \cdot G \cdot S$  égal à 0,00051 H/km tandis que la grandeur du coefficient d'induction mutuelle, obtenue par voie d'expérience n'atteint que 0,000212 H/km, c'est à dire 41,5% de la grandeur calculée.

Une telle réduction du coefficient d'induction ne peut s'expliquer que par effet d'écran des quatre câbles mis à la terre sur la ligne de transmission électrique et du réseau des fils télégraphiques sur la ligne télégraphique.

Les mesures de la f.é.m. d'induction, opérées sur un des fils libres de la ligne de transmission électrique ont donné à peu près les mêmes résultats, savoir: la grandeur mesurée de la f.é.m. représentait 56% de celle calculée d'après la formule du règlement provisoire, 67% de celle calculée d'après le règlement allemand et 56% de la grandeur, calculée d'après la formule *Pollaczek*.

Dans ce cas l'effet d'écran par les fils télégraphiques, situés à distance de 100 m, peut être négligé et par conséquent la réduction du coefficient d'induction doit être mise exclusivement au compte de l'effet d'écran produit par les câbles mis à la terre.

A la fin de vérifier la mesure de l'effet d'écran produit par les fils mis à la terre contre l'induction électromagnétique tant sur la ligne de transmission électrique que sur la ligne à courant faible les expériences suivantes ont été opérées:

Tableau 1.

No. d'expér.	Date de l'expérience	Conditions météor.	Ligne de transmission	Tension en kV	Fils	Câbles en bronze
1	12. II. 1928	$t = +3,2^{\circ}\text{C}$ nuageux	Ismailovo Karatcharovo	115	2 circuits à $3 \times 95 \text{ mm}^2$ cuivre	$2 \times 50 \text{ mm}^2$ * bronze
2	19. II. 1928	$t = -14^{\circ}\text{C}$ nuageux	Ismailovo Karatcharovo	115	2 circuit à $3 \times 95 \text{ mm}^2$ cuivre	$2 \times 50 \text{ mm}^2$ bronze
3	I. IV. 1928	$t = +2,9^{\circ}\text{C}$ brouillard	Ismailovo Karatcharovo	115	2 circuit à $3 \times 95 \text{ mm}^2$ cuivre	$2 \times 50 \text{ mm}^2$ bronze
4	30. IX. 1928	$t = +10,9^{\circ}\text{C}$ nuageux	Ismailovo Karatcharovo	115	2 circuit à $3 \times 95 \text{ mm}^2$ cuivre	$2 \times 50 \text{ mm}^2$ bronze
5	27. I. 1929	$t = -13^{\circ}\text{C}$ clair	Ismailovo Boutyrki	115	2 circuits à $3 \times 95 \text{ mm}^2$ cuivre	$2 \times 50 \text{ mm}^2$ bronze
6	3. II. 1929	$t = -7^{\circ}\text{C}$ brouillard	Ismailovo Boutyrki	115	2 circuits à $3 \times 95 \text{ mm}^2$ cuivre	$2 \times 50 \text{ mm}^2$ bronze
7	24. II. 1929	$t = -14,6^{\circ}\text{C}$ clair	Stat. él. de Chatour Istomkino	115	2 circuit à $3 \times 95 \text{ mm}^2$ cuivre	$2 \times 50 \text{ mm}^2$ acier
8	26. V. 1929	$t = +24,1^{\circ}\text{C}$ clair	Kojouhovo Domodedovo	115	un circuit $3 \times 70 \text{ mm}^2$ cuivre	parts $2 \times 50 \text{ mm}^2$ acier

\* Les câbles avaient des contacts spéciaux avec la terre aux sousstations, dont les résistances avaient les valeurs:

sur sousstation Karatcharovo	— 0,13 $\Omega$
" " Ismailovo	— 0,11 $\Omega$
" " Sokolniki	— 0,4 $\Omega$
" " Boutyrki	— provisoire n'a pas été mesurée.

On a observé la grandeur de la f.é.m. d'induction et de la force du courant dans les fils des lignes de transmission électrique, quand sur l'un deux, fermé sur la terre, circulait le courant de la génératrice, les autres fils ayant été l'un après l'autre fermés à leurs bouts sur la terre. Le résultat en a été qu'avec l'augmentation de la quantité de fils mis à la terre, la f.é.m. d'induction baisse d'après une courbe. La densité du courant d'induction dans les fils mis à la terre baisse aussi, la relation de la f.é.m. induite à la densité du courant, c'est-à-dire la résistance spécifique apparente de tout le cuivre mis à la terre, restant le même. A mesure de l'augmentation transversale totale des fils en cuivre mis à la terre, la force de l'effet d'écran, c'est-à-dire, la relation de la f.é.m. réduite à la grandeur première de la f.é.m. augmente.

Si la courbe de la f.e.m. est continuée jusqu'à la grandeur donnée par la formule Pollaczek, nous aurons la section du cuivre (près de  $100 \text{ mm}^2$ ), équivalant à la force de l'effet d'écran, à quatre câbles en acier mis à terre (dont la section transv. totale est égale à  $790 \text{ mm}^2$ ).

Des mesures faites en même temps sur les fils à courant faible ont démontré, approximativement, que l'induction dans les fils de courant

Tableau 1.

Supports	Distance moyenne entre supp.	Section de rapprochement des fils de télégr.	Données sur les fils induits			
			matériaux	ø mm	rés. ohm. des fils par km	Isolement de la terre en mégohm/km
métall type amér.	200 m	Lefortovo-Andronoff chem. de fer de ceint.	fer fil vieux	4	20	—
métall type amér.	200 m	Lefortovo-Andronoff chem. de fer de ceint.	fer fil neuf	5 3	6,65 et 10,9; 18,7 et 32	28,2 et 45,5; 32,6 et 21,2
métall type amér.	200 m	Chemin de fer de ceinture	fer	4 et 3	9,7—23,6	0,42—1,4
métall type amér.	200 m	Chemin de fer de ceinture	fer	4 et 3	8—25	5,56—140
métall type amér.	200 m	Chemin de fer de ceinture	fer	5, 4 et 3	7—31	6—230
métall type amér.	200 m	Chemin de fer de ceinture	fer	5, 4 et 3	6,3—21	0,85—10
métall type amér.	200 m	Bogorodsk-Pavlovo-Dresna	fer	5	5—6	50—300
Supports en bois type avec barré transv.	100 m	Moscou-Domodovo chem. de fer Rias-Oural	fer	5 et 4	8—14,5	6—180

faible dépend de la section transversale totale des fils en cuivre mis à la terre sur les lignes de transmission électrique.

L'investigation de la force de l'effet d'écran au moyen de fils en fer télégraphiques et téléphoniques, étant mis à la terre à leurs bouts, a démontré que l'effet d'écran général pour tous les fils mis à terre n'atteint que 4%, tandis que les fils télégraphiques en cuivre donnent des effet d'écran beaucoup plus forts, deux fils en cuivre mis à la terre donnant une réduction de l'induction de 31%.

L'effet d'écran d'un fil en cuivre sur un fil en fer est beaucoup plus grand que sur un fil en cuivre. En outre la densité du courant dans les fils étant insignifiante, l'effet d'écran n'en est que plus grand. Ainsi par exemple, l'action empêchant le travail normal de la ligne de transmission électrique *Wolchoff*, s'exprimant en quelques milliampères dans un fil en cuivre mis à la terre à ses bouts, est réduite de 34% par un autre fil en cuivre, situé à distance de 45 cm du premier, et dans un fil en fer par le même fil en cuivre, situé à 200 cm de distance est réduite à 48%; avec deux fils en cuivre mis à terre l'induction du fil en fer susmentionné est réduite par 64%. Cependant la densité du courant étant 20—22 fois plus grande, l'effet d'écran produit par un fil de cuivre sur un autre fil en cuivre, situé à côté du premier (45 cm) n'atteint que 12%, et les deux fils en cuivre mis à terre ne réduisent l'induction sur le même fil en fer que de 31%.

En résumé, nous arrivons aux conclusions suivantes:

1. La différence des grandeurs de l'induction mutuelle mesurées de celles calculées doit être attribuée à l'effet d'écran des quatre câbles en acier mis à la terre par tous les supports d'ancrage équivalant approximativement à l'effet d'écran d'un fil en cuivre d'une section transversale de  $90 \text{ mm}^2$  mis à la terre à ses bouts.

2. L'effet d'écran des fils télégraphiques en fer mis à la terre à leurs bouts, dont la section transversale totale excède celle de 4 câbles de la ligne de transmission électrique, est loin d'équivaloir à l'action de ces derniers et peut être négligée en pratique.

3. Au moyen de la suspension d'un fil en cuivre mis à la terre à ses bouts sur les lignes de communication, n'ayant que des fils en fer, il est possible de réduire de 45 % l'induction empêchante dans ces fils et seulement de 10—12 % l'induction dangereuse.

### Essais de l'influence des lignes de transmission électrique de la région de Moscou de «Moguè» sur les lignes du télégraphe de commissariat du peuple pour les voies de communication en 1928 et en 1929

*Ing. E. N. Petrinsky*

Il y a en tout 8 essais. Les conditions techniques des lignes de transmission électrique et des lignes du télégraphe soumises à l'essai ont été résumées dans le tableau 1. L'objet des essais a été principalement a. la vérification de l'exactitude des diverses formules pour le calcul de l'influence électromagnétique dangereuse dans les conditions du territoire de Moscou des régions où sont situées les lignes de transmission électrique, b. la détermination au moyen d'expériences de l'effet d'écran des câbles en bronze mis à terre sur les lignes de transmission électrique.

3. Méthodologie des essais. Dans les lignes de transmission électrique ont été effectués des courts circuits monophasés avec retour du courant vers le centre d'alimentation par voie de terre (partiellement par voie des câbles en bronze) et la force électromotrice longitudinale induite en même temps sur la ligne du télégraphe voisine à cause de l'absence d'équilibre des courants de la transmission électrique, a été mesurée par une des méthodes suivantes:

a. Le fil essayé était mis à la terre par les deux bouts et l'intensité du courant a été mesurée en intercalant dans le circuit un élément thermo-électrique avec un galvanomètre pour courant continu (voir dessin). La grandeur de la force du courant obtenue a été multipliée par la résistance ohmique de tout le contour  $R = R_{nb} + R_z + R_{app.}$  où  $R_{nb}$  est la résistance du fil,  $R_z$  la résistance des deux mises à la terre et  $R_{app.}$  — la résistance de l'appareil. La force électromotrice induite était calculée d'après la formule  $e = iR$ .

b. La mesure a été effectuée d'après la première méthode, mais en intercalant une résistance supplémentaire beaucoup plus grande ( $3000 - 5000 \Omega = R_g$ ); la f.é.m. a été calculée d'après la formule:  $e = i(R + R_{suppl.})$ .

c. F.é.m. a été mesurée au moyen d'un voltmètre électrostatique.

d. La mesure a été opérée de la manière suivante: On a calculé l'intensité du courant deux fois d'après la première méthode: une fois sans introduire la résistance supplémentaire dans le fil ( $i_1$ ), la seconde fois avec inclusion dans le fil de la résistance supplémentaires ( $R$  suppl.) — ( $i_2$ ). En ce cas f.é.m. se calculait d'après la formule:

$$e = \frac{i_1 \cdot i_2 (R \text{ suppl.} + R'' \text{ app.} - R' \text{ app.})}{i_1 - i_2} \cong \frac{i_1 \cdot i_2 R \text{ suppl.}}{i_1 - i_2}$$

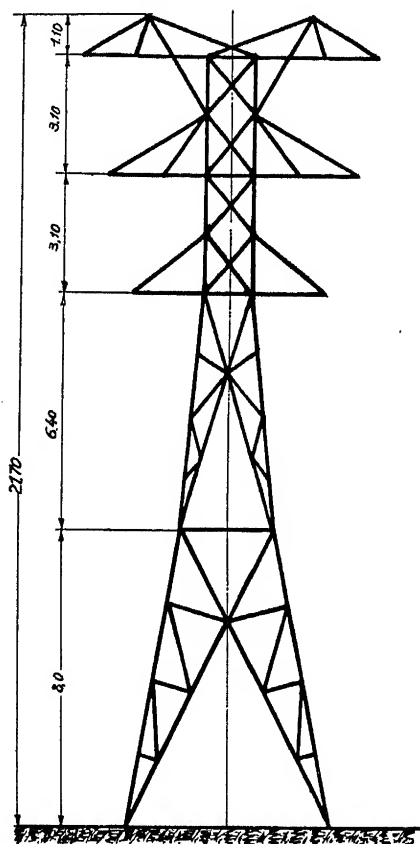


Fig. 1. Pylône métallique de support, système américain.

où  $R'$  app. est la résistance de l'appareil pendant la première expérience,  $R''$  app. — la résistance de l'appareil pendant la seconde expérience.

La résistance du circuit induit (sans la résistance de l'appareil) a été établie d'après la formule:

$$R = \frac{i_2 (R'' \text{ app.} + R \text{ suppl.}) - i \cdot R' \text{ app.}}{i_1 \cdot i_2}$$



e. Le courant dans le fil a été déterminé d'après un oscillogramme obtenu à l'inclusion d'un fil glissant avec résistance supplémentaire dans le fil télégraphique et la f.é.m. a été calculée d'après la formule:

$$e = iosc(R + Rosc)$$

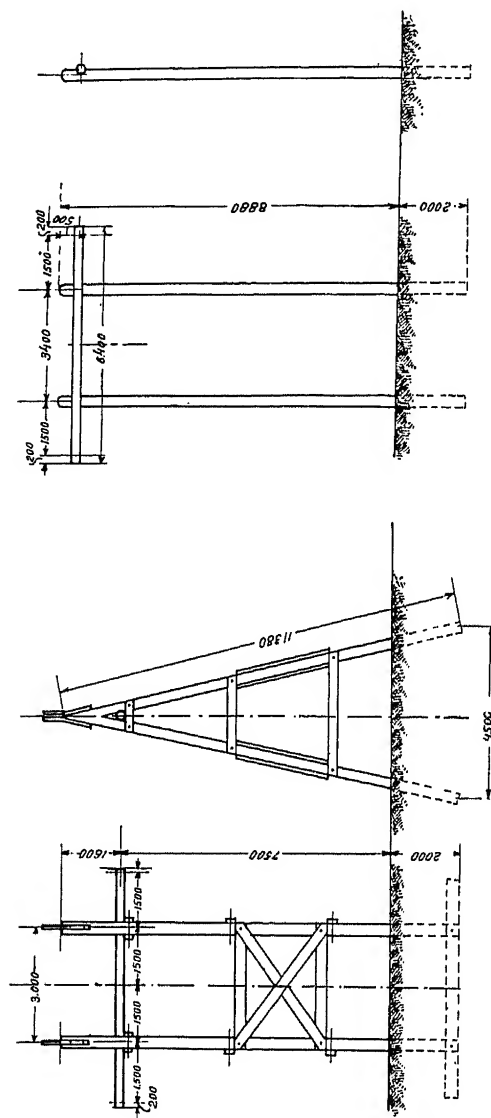


Fig. 2. Croquis des pylônes d'ancrage et de support de la ligne de transmission à haute tension de 115 kV Kachira—Moscou.

où  $R$  est la résistance du contour induit (déterminée d'après la méthode IV) et  $R_{osc}$  — la résistance de tout le circuit de l'oscillographe.

La F.é.m. a été mesurée au moyen d'un voltmètre à lampe (cathodique). Différentes méthodes de mesure ont conduit dans la plupart des cas à des résultats égaux.

4. Vérification de la justesse des formules de calcul pour le calcul de l'influence électromagnétique dangereuse. Les coefficients de l'in-

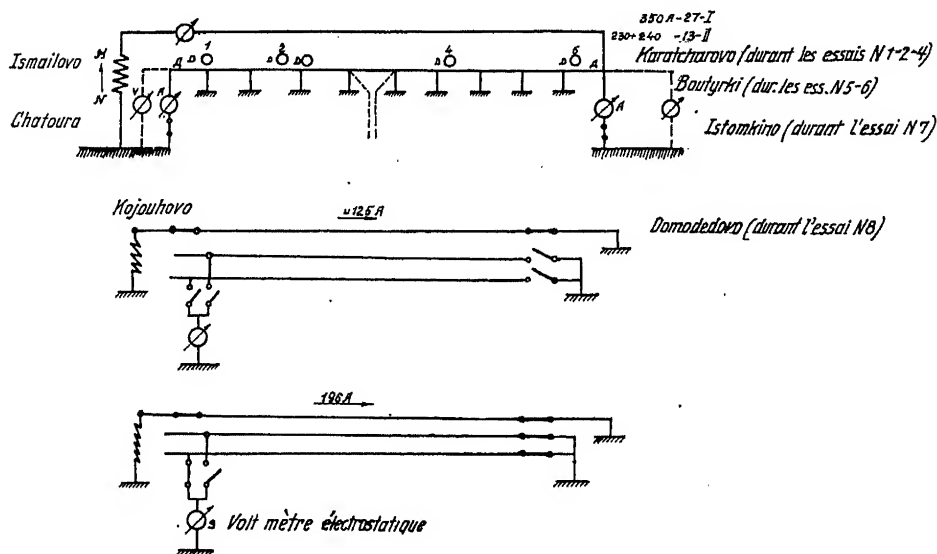


Fig. 3. Le schéma des lignes de transmission durant les essais  
No. 1, 2, 4, 5, 6, 7 et 8.

fluence — relation de f.é.m. induite dans le fil télégraphique à la force du courant dans le fil de la transmission électrique — obtenus au moyen d'expériences sont placés dans le tableau 2. Vu que toutes les sections soumises à l'essai représentaient des rapprochements obliques avec des distances fortement variables de la ligne du télégraphe, le calcul d'après les observations susmentionnées des points distincts de la courbe de dépendance du coefficient spécifique de l'influence de la distance, a été très difficile à obtenir. Par conséquent dans l'interprétation de l'observation a été proposée la dépendance analytique du coefficient d'influence ( $\omega \mu$ ) de la distance selon la formule suivante

$$\omega \mu = \frac{0,7}{\sqrt{a}} \text{ pour } a \text{ de } 10 \text{ à } 300 \text{ m}$$

$$\omega \mu = \frac{12}{a} \text{ pour } a \text{ de } 300 \text{ à } 1000 \text{ m}$$

$$\omega \mu = \frac{12000}{a^2} \text{ pour } a \text{ de } 1000 \text{ à } 3000 \text{ m}$$

$$\omega \mu = \frac{36 \cdot 10^6}{a^3} \text{ pour } a \text{ de } 3000 \text{ à } 5000 \text{ m.}$$

Tableau 2.

No.	Section de rapprochement des lignes de télégraphe	Longueur des fils en km	Date de l'expérience
1	Kolomenskaya—Moscou .....	8	26. V. 1929
2	Kolomenskaya—Birulevo .....	7	„
3	Kolomenskoye—Rastorgouevo .....	12	„
4	Kolomenskoye—Leninskaya .....	19	„
5	Kolomenskoye—Domodedovo .....	26	„
6	Kolomenskaya—Gr. Stolby .....	39	„
7	Birulovo—Leninskaya .....	12	„
8	Rastorgouevo—Leninskaya .....	7	„
9	Rastorgouevo—Domodedovo .....	14	„
10	Rastorgouevo—Gr. Stolby .....	27	„
11	Leninskaya—Domodedovo .....	7	„
12	Leninskaya—Gr. Stolby .....	20	„
13	Pavlovo—Friasevo .....	14	24. II. 1929
14	Pavlovo—Bogorodsk .....	28,1	„
15	Pavlovo—Dresna .....	11,7	„
16	Dresna—Bogorodsk .....	39,8	„
17	Dresna—Electrostal .....	32,1	„
18	Dresna—Friasevo .....	25,7	„
19	Dresna—Guérité 62 km .....	15,2	„
20	Pavlovo—Guérité 62 km .....	3,5	„
21	Pavlovo—Electrostal .....	20,4	„
22	Friasevo—Bogorodsk .....	14,1	„
23	Electrostal—Bogorodsk .....	7,7	„

Tableau 3. Indication condition, de la méthode (voir § 3)

Dénomination des sections	Coeff. d'influence théor.			Coeff. d'influence expér.	
	Règl. all. vieux 1923	Règl. all. nouv. 1925	Dépend. anal.	Oscillogr.	Élement therm.
Pavlovo—Friasevo .....	0,3208	0,2092	0,1666	0,1420	—
Pavlovo—Bogorodsk .....	0,4481	0,2779	0,2292	0,2560	0,275
Pavlovo—Dresna .....	0,1531	—	0,0474	0,0388	0,0547
Dresna—Bogorodsk .....	0,6012	0,2779	0,2765	0,2800	0,300
Dresna—Electrostal .....	0,4748	0,2092	0,2143	0,2330	0,243
Dresna—Friasevo .....	0,4730	0,2092	0,2139	0,2040	0,2120
Dresna—Guérité 62 km ..	0,3809	0,1521	0,1664	0,1640	0,1825
Pavlovo—Guérité 62 km ..	0,2278	0,1521	0,1100	—	0,1385
Pavlovo—Electrostal .....	0,3217	0,2092	0,1669	—	0,1830
Electrostal—Bogorodsk ..	0,1534	0,0687	0,0623	—	0,0574
					Moyenne:

Tableau 2.

Coefficients de l'influence, obtenus aux expériences					
Méthode IV		Méthode V		Méthode VI	
Mesures T-J	Moyenne T-J	Mesures O	Moyenne O	Mesures kV	Moyenne kV
0,0438	0,0388	0,0226	0,0276	0,0368	0,0352
0,0381		0,0216		0,0336	
0,0345		0,0384			
0,0121	0,0121	0,0115	0,0115	0,0122	0,0122
0,0144	0,01475	0,0119	0,01335	0,0112	0,0117
0,0151		0,0148		0,0122	
0,061	0,0648	0,061	0,0665	0,065	0,0642
0,0687		0,072		0,0635	
0,1905	0,196	0,133	0,168	0,200	0,1975
0,206		0,174		0,176	
0,190		0,198		0,197	
0,176	0,176	0,144	0,1555	0,200	0,196
—	—	0,167		0,1935	
0,048	0,048	—	—	—	—
0,0738	0,0738	—	—	—	—
0,1860	0,1905	—	—	—	—
0,195					
0,193	0,1955	—	—	—	—
0,198					
0,828	0,0828	—	—	—	—
0,113	0,1195	—	—	—	—
0,126					
0,142	—	—	—	—	—
0,256	—	—	—	—	—
0,0388	—	—	—	—	—
0,280	—	—	—	—	—
0,233	—	—	—	—	—
0,204	—	—	—	—	—
0,164	—	—	—	—	—
0,1885	—	—	—	—	—
0,183	—	—	—	—	—
0,0985	—	—	—	—	—
0,0574	—	—	—	—	—

ET = élément therm. O = oscillogr. Essai 5. 24. II. 1929 (v. tabl. 1)

Relation du coeffic. théor. au coeffic. expér. en %					
Règl. all. vieux		Règl. all. nouv.		Dép. anal.	
O	ET	O	ET	O	ET
226	—	147	—	117	—
175	163	108,5	101	89,4	83,3
395	280	—	—	122	86,5
214	201	99	92,8	99	92,5
204	195	89,7	85,8	92	88
232	224	102,5	101,5	105	102
232	209	92,7	83	102	91,2
—	164	—	110	—	86
—	175	—	114	—	116
—	268	—	120	—	120
240	210	107,5	101	104	96



Rélation du coeff. théor. au coeff. expér. en %								
Règl. all. ancien 1923			Règl. all. nouv. 1925			Dépend. anal.		
kV	O	ET	kV	O	ET	kV	O	ET
276	352	250	143	182	130	115,5	143	105
281	298	283	44,2	47	44,6	112,5	130,5	99,2
294	258	234	46,1	40,6	36,7	121	105,8	96
373	367	376	195	188	193	183,5	177,5	182
219	260	223	134	157,7	135,5	106	124,5	107
222	232	248	135,5	171	150,5	106,5	134,5	119
—	—	437,5	—	—	232	—	—	218
—	—	288	—	—	164	—	—	140,5
—	—	212,5	—	—	136,4	—	—	102,5
—	—	206,5	—	—	132,8	—	—	100
—	—	233	—	—	169	—	—	110
—	—	171	—	—	124	—	—	76
276	302	263	116	131	137	124	137	121
258	290	235	101	120	122	112	128,5	105,5

kV = voltmètre à lampe (cathodique), O = oscillographe, ET = элем. therm.

Tableau 4. Effet d'écran d'un câble en bronze d'après les expériences, du 12. II. et 19. II. 1928 et 27. I. et 3. II. 1929

Sections d'influence	Coefficient d'influence		Relation de théor. à exp. théor. 100 %	Note
	exp.	théor.		
Rostokino—Belokamennaya ....	0,01327	0,01231	—	c. int.
Vladykino—Belokamennaya ....	0,01690	0,01563	—	c. int.
Lihobory—Belokamennaya .....	0,01890	—	—	c. ext.
Belokamennaya—Tcherkissovo ...	0,02088	0,01606	—	c. int.
Belokamennaya—Léfortovo ....	0,08360	0,19363	56,9%	c. ext.
Belokamennaya—Andronovka ...	0,0840	0,15362	45,4%	c. int.
Belokamennaya—Léfortovo ....	0,19800	0,30272	34,8%	c. ext.
Belokamennaya—Andronovka ...	0,17600	0,26068	32,5%	c. int.
Léfortovo—Andronovka .....	0,19480	0,30272	33,0%	c. ext.
Léfortovo—Andronovka .....	0,1180	0,26768	58,0%	12. II., 19. II.
Lichobory—Andronovka .....	0,19350	0,31878	39,2%	c. int.
Vladykino—Andronovka .....	0,19450	0,27631	29,6%	c. ext.
Vladykino—Léfortovo .....	0,19900	0,31835	37,5%	—
Vladykino—Tcherpissovo .....	0,09650	0,16925	43,1%	—
Rostokino—Tcherkissovo .....	0,09350	0,20594	50,9%	c. ext.
Chemin de fer der Ceinture .....	0,09150	0,16593	44,9%	c. int.
Lichobory—Léfortovo .....	0,19600	0,31878	38,7%	—
Lichobory—Léfortovo .....	0,20600	0,27674	25,5%	—
Lichobory—Tcherkissovo .....	0,07510	0,16968	55,9%	en moyen.
Rostokino—Léfortovo .....	0,19600	0,27299	28,3%	40,8%
				50,7%
				33,2%

Les lignes relevées indiquent les sections ayant deux mises à la terre dans la sphère d'influence.

D'après la dépendance analytique susmentionnée ont été calculés les coefficients théoriques d'influence pour les sections de rapprochements, soumis à l'essai. Dans le tableau 3 ont été donnés, pour la comparaison, les coefficients d'influence, calculés théoriquement ainsi que par voie d'expériences. Ainsi qu'on peut le voir dans le tableau susindiqué,

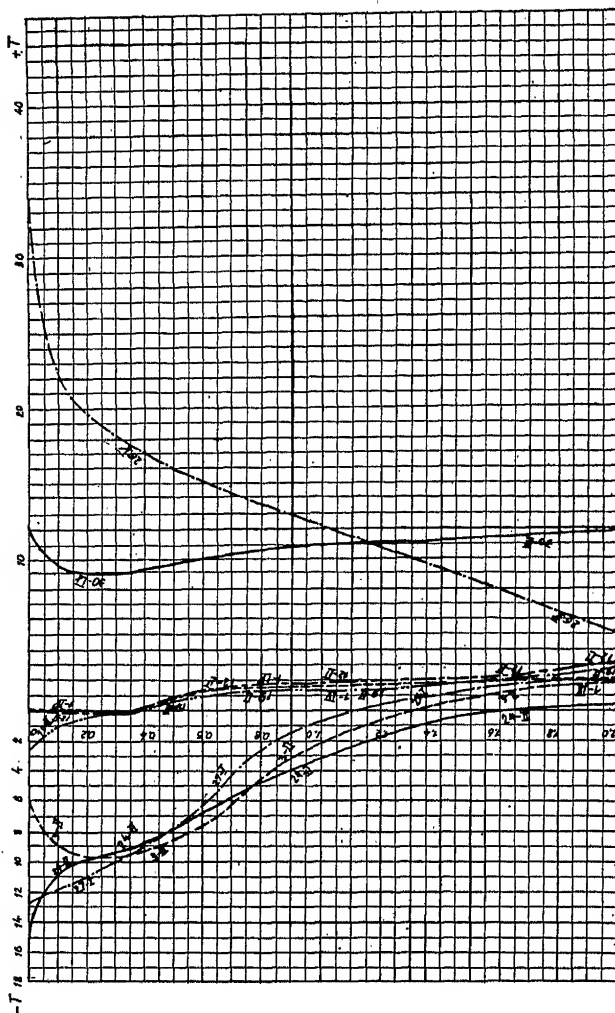


Fig. 5. Courbes des températures du sol.

la dépendance analytique proposée donne les grandeurs théoriques des coefficients d'influence approchant des grandeurs observées, tandis que les autres formules donnent des écarts sensibles.

##### 5. Effet d'écran du câble de bronze mis à terre.

A la variation de l'effet d'écran d'un câble de bronze mis à terre peuvent servir les expériences, opérées sur les sections du réseau de

Moscou. Introduisons la définition suivante du coefficient de l'effet d'écran: le coefficient de l'effet d'écran est égal au rapport en pourcents de la partie, dont est diminué le coefficient d'influence, grâce au câble de bronze, à la grandeur totale du coefficient d'influence (le câble de bronze étant absent). Dans le tableau 4 est présentée la grandeur

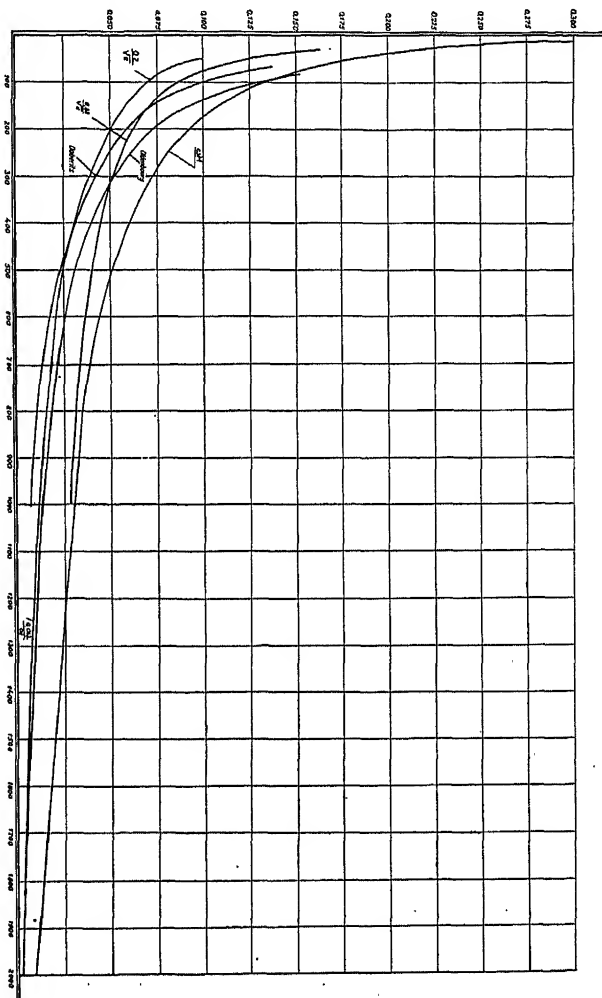


Fig. 6. Courbes du coefficient spécifique de l'induction électromagnétique.

du coefficient de l'effet d'écran de deux câbles de bronze avec section transversale totale de  $100 \text{ mm}^2$  pour diverses sections de rapprochements. Il est à noter que dans les sections des lignes du télégraphe ayant une ou deux mises à terre en dehors de la sphère d'influence électromagnétique de la transmission électrique, le coefficient de l'effet d'écran, à ce qu'il appert du tableau, est pour la plupart des cas in-



férier à celui des sections de la ligne du télégraphe dont les deux mises à la terre étaient dans la sphère d'influence électromagnétique. Dans le premier cas, la moyenne du coefficient de l'effet d'écran est 33,2%, dans le second — 50,7%.

6. L'influence dans les sections éloignées de plus de 1000 m. A ce que les expériences ont démontré, l'influence dans les sections éloignées

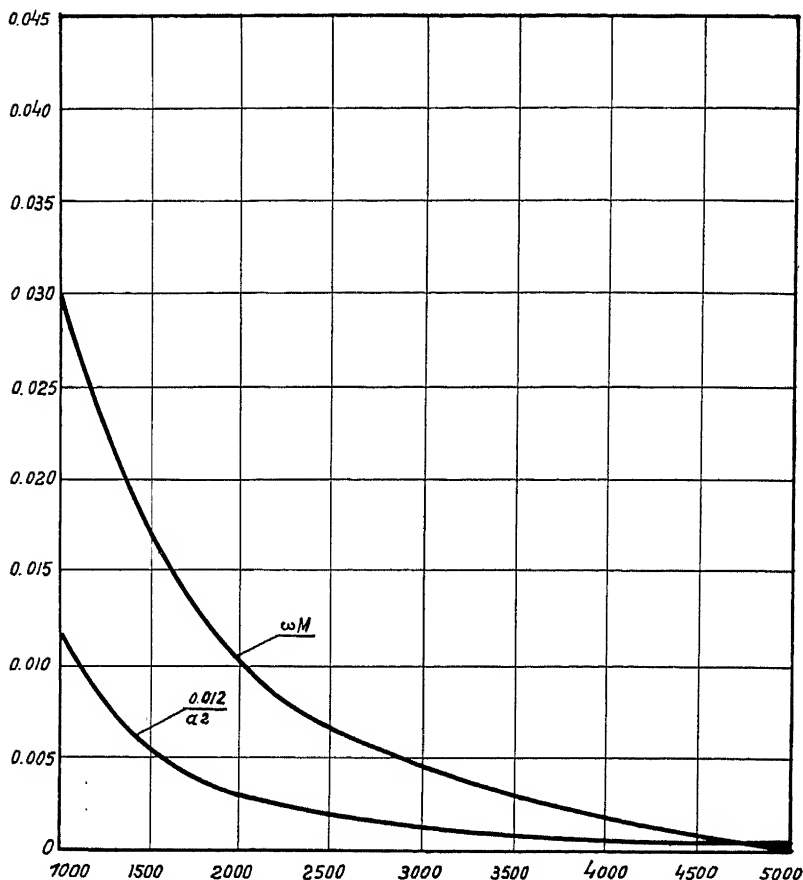


Fig. 6a. Courbes du coefficient spécifique de l'induction électromagnétique.

de plus de 1000 m a lieu et se détermine approximativement par la dépendance analytique, indiquée plus haut.

#### 7. Conclusions.

La dépendance analytique du coefficient spécifique d'influence, confirmée par voie d'expériences, de l'éloignement donne une valeur du coefficient (dans les conditions du territoire de Moscou v. tabl. 1) inférieure aux grandeurs obtenues par les formules du règlement allemand de 1925, se rapprochant de la dépendance, fixée par les expéri-

ences de Doberitz (Allemagne). Les écarts insignifiants entre la dépendance analytique et l'expérience peuvent être en relation avec la précision des mesures distinctes et avec quelque différence des conditions, déterminant la conductibilité électrique du sol dans les sections de rapprochement.

L'effet d'écran des câbles de bronze avec section transversale de  $100 \text{ mm}^2$  peut être prévu au moyen d'un coefficient correctif de valeur moyenne  $= 0,6$ . L'effet d'écran dépend considérablement de la qualité du contact des câbles en bronze avec la terre.

L'influence des sections éloignées de plus de 1000 m ne peut être négligée, particulièrement en cas de longueur considérable du rapprochement.

La différence entre l'influence de la transmission électrique sur les sections de la ligne du télégraphe, ayant des mises à la terre en dehors de la sphère d'influence électromagnétique et sur celles ayant des mises à la terre dans les limites de la sphère d'influence ne peut être expliquée par les matériaux des expériences actuelles et exige des recherches ultérieures pour l'élucidation de la nature de ce phénomène.

## Summary

The results of the investigation of the effects of power transmission lines on telephone and telegraph lines, carried out in the Volkhov and Moscow districts by (a) Professor *Aboultin* and (b) *E. N. Petrinsky* respectively, may be briefly summarised as follows: —

a. 1. The discrepancy between the values of the mutual inductance, as calculated and measured, is to be ascribed to the screening effect of the four steel wire ropes earthed at all anchored supports, which is approximately equivalent to the screening effect produced by a copper wire,  $90 \text{ mm}^2$  in cross-section, earthed at both ends.

2. Iron telegraph wires, earthed at their ends, of which the total cross-section exceeds that of these four wire ropes produce screening effect which is far from being equivalent to that of the wire ropes, and which may be practically neglected.

3. The suspension of an earthed 4 mm copper wire on a telegraph or telephone line consisting exclusively of iron wires, may result in the reduction of the interference by 45%, while the really dangerous effects of inductance may be reduced in this way by only 10—12%.

b. 1. The dependence of the specific effect of influence upon distance obtained analytically and supported by experimental data, assumes values (for Moscow district, see table 1) which are lower than those obtained by the calculation formula given in the German Standards of 1925. The values obtained approach those worked out according to experiments carried out in Doberitz (Germany). Small discrepancies between the analytical and the experimental relationship may be ascribed to the insufficient accuracy of individual tests as well as to the difference of conditions determining the electrical conductivity of the ground of different sections of line.

2. The screening effect of bronze wire cables with a total cross-section of  $100 \text{ mm}^2$  may be allowed for by using a reduction factor whose mean value is 0.6. The screening effect virtually depends upon the method of earthing the wire cables.

3. The effect of lines more than 1000 metres apart cannot be neglected, especially when of considerable length.

4. The data obtained from the above tests are insufficient to account for the difference between the effect of power transmission lines on portions of telegraph and telephone lines earthed beyond the sphere of electro-magnetic influence, and on portions earthed within the sphere of that influence. The elucidation of the nature of this phenomenon requires further investigation.

## Appendix

Standards for the Protection of Telephone, Telegraph and other Communication Lines from the Inductive Effect occasioned by Three-Phase Power Transmission Lines.

### I.

- I. The present standards refer to:
1. Three-phase Lines and Station equipment for working voltages of up to 10000 virtual volts.
  2. Ditto Line for working voltages of over 10000 v.
  3. Telegraph Lines and Station equipment.
  4. Telephone Lines and Station equipment.
  5. Railway-Signal Lines and Station equipment.
- intended for ensuring safe railway traffic.

*Note:* a. The standards are not applicable to special service telegraph and telephone lines.

- b. These standards for the protection of telegraph and telephone lines from the inductive effects occasioned by three-phase supply mains are not applicable in cases where the telegraph or telephone line is adjacent to a three-phase line with unearthed neutral, or when such proximity existed before the present standards were brought into force, provided no dangerous or interfering disturbances had been observed, or any special protective measures necessitated. In such cases the present standards are not to be applied even though the calculations based thereon might reveal the possibility of dangerous or interfering effects.

### Three-Phase Supply Plants for Voltages up to 1000 V.

2. In installations without a neutral, the zero point of generators or transformers may be earthed without adhering to any special rule.

Should considerable compensating currents arise in widely distributed networks supplied by several transformers with secondary coils connected in parallel, and with the transformers located at different points in the network, the system should at once be sectionalized.

3. In installations having an insulated neutral, this wire may be earthed without any additional precautions. But should the neutral not be insulated, measures should be taken to give a sufficient diameter to its cross section in order to obviate interference effects.

Generally speaking it suffices if the conductivity of the neutral amounts to one half that of the out-going cables.

### Three-Phase Supply Equipments for Voltages exceeding 1000 V.

4. In so far as the development of three-phase lines and telegraph and telephone lines necessarily involves close proximity to one another, there is need for both these types of installation to comply with certain fundamental requirements which would permit of a relevant solution to all problems due to their proximity being obtained with a view to obviating all dangerous or interfering effects.

The present standards also provide for such installations in areas where such proximity does not as yet exist and they accordingly fall under the following main heads:

- A. Standards for Reconstructed Telephone and Telegraph lines.
- B. Standards for Reconstructed 3-phase lines.
- C. Standards for new power transmission lines and telegraphic and telephone lines in close proximity to one another.

5. *Terminology.*

*"Interfering Effects"* are those which cause

- a. noise in the telephone preventing the clear reproduction of the human voice,
- b. distortion of the text of telegrams.

*"Dangerous Effects"* are such effects caused by three-phase lines which tend to:

1. impair the health of either the telephone subscribers or the attending staff,
2. destroy telegraph or telephone apparatus and instruments,
3. produce incorrect signals in the respective railway signalling devices which may result in the interruption of regular traffic or the derailment of trains.

*"Transposition of conductors in three-phase lines"* is the changing of the position of wires on their supports and poles with a view to setting up symmetrical phases both in regard to the ground and neighbouring lines.

*"Transposition of wires in telegraph and telephone lines"* is the changing of the position of wires on their supports and poles with a view to setting up electrical line symmetry both in regard to the ground and neighbouring lines.

*"A full cycle of transposition"* of a three-phase line includes a section in which each wire twice changes its place in one and the same direction along the cyclic change of phase numbers.

*"Adjacency"* is such a mutual location of three-phase power and telephone or telegraph lines when, due to electrostatic and electromagnetic effects such voltages are induced in the latter as lead to an interfering or dangerous effect. Such juxtapositions the effect of which may be neglected on the ground of these standards, will not be considered *"adjacencies"* in the meaning understood by these standards.

*"Crossing of 3-phase power and telephone or telegraph (i. e. communication) lines"* is the passage of 3-phase current between two stays from the one side of a telephone or telegraph line to the other.

The intersection area terminates on both sides of the telephone or telegraph line when the distance between the lines exceeds 10 metres along a perpendicular line drawn from the communication line upon the three-phase line.

Line sections bordering upon the intersection area are likewise considered *"adjacencies"*.

A. *Standards for Reconstructed Telephone and Telegraph Installations*

6. Telephone lines should be double conductor-lines.
7. Lead-in cables connecting the overhead wire with the switchboard on which lightning arresters and cut-outs are provided should be made strong enough to resist disruptive a. c. breakdown of which the effective voltage magnitude should not be less than 1000 V.
8. The amplitude of the voltage at which the lightning arrester begins to operate should not be less than 300 V for telegraph and telephone lines and 500 V for railway signalling systems; as regards the upper voltage limit, same is determined by the safety coefficient and the electrical strength of the installation; in any case the value should not exceed 10000 virtual volts.
9. In new installations, in case there is the risk of induced voltages exceeding 400 virtual V being set up, the insulating appliances of stations and line equip-

ments should be strengthened and the attending staff adequately protected against the possibility of casually touching live wires or parts of machinery to which high potentials may be imparted. (Handles, terminals, leads-in etc. should be insulated and floors covered with linoleum etc.)

10. In all cases where acoustic shocks may be prevented by the provision of necessary appliances whose operation would not interfere with the performance of communication currents, the respective installations should provide for the application of such instruments.

11. Such telephone and railway signalling systems which are unsymmetrically located in regard to the ground should be connected with the lines by means of intermediate transformers in all such cases where this presents no operating difficulty.

12. Telephone lines, as well as such railway signalling lines which also serve for the transmission of telephonic messages should be symmetrically located in regard to both lead and return for which purpose the following provisions should also be closely adhered to:

a. both lead and return should be fabricated of the same material and should have the same cross sectional diameter,

b. the resistances of fuses in circuit with the lead and return should have practically one and the same value,

c. all joints should make a constant and reliable contact,

d. the insulation of every wire should be practically identical wherefore only porcelain insulators are to be applied,

e. the line wires should be carefully transposed. The distance between two transposition points should never exceed 4 km even if there be several lines running on the same poles.

#### *B. Standards for the Reconstruction of Three-Phase Plant and Equipment*

13. Under every load the generators should supply a sinusoidal E.M.F. and at any rate, they should not have any harmonics in excess of 5% of the amplitude of the main harmonic. Harmonics multiples of three are especially objectionable and so are generally all harmonics with a frequency of about 700 to 1100 cycles.

14. The construction of transformers and the saturation of their magnetic circuits should be such as to reduce to a possible minimum the setting up of a third or multiple current harmonics and voltage in three-phase-line currents.

15. It is desirable to provide for special apparatus preventing a double earthing in all installations devoid of direct earthing or earthing through small resistances and in which the switching off of automatic devices when grounding is not provided for.

In any case, provision should be made for devices indicative of single phase grounding, the ground return being eliminated as soon as is just only possible.

16. With a view to setting up symmetrical voltages relative to the ground in three-phase lines with unearthed neutral and for the purpose of eliminating ground return, it is necessary to provide for transposition of wires in all cases when the lack of symmetry in mutually connected networks cannot be compensated. Should the wires be suspended in the form of a triangle, the full cycle of transposition should not exceed 72 km and in case of other suspension systems it should not surpass the range of 36 km. For networks branching off in many directions it is desirable that sections in excess of 30 km should obtain their full cycle of transposition,

Should a single three-phase current line be available, it is recommended not to change the location of wires in places where two cycles meet, which greatly

facilitates transposition arrangements without increasing appreciably the voltage of the three-phase line.

Double lines, which from the standpoint of symmetry would be possessed of a favourable arrangement of wires may be considered as lines with *triangular-shaped wire arrangement*.

*Note:* In addition such arrangements are classed as triangular in which the elevation of the triangle is greater than one half of the largest side of the triangle.

17. All efforts should be exerted for obtaining a symmetrical phase load.

18. The crossings of three-phase lines with highways and permanent tracks should be made at an angle of not less than  $45^{\circ}$ .

#### *C. Standards for New Power and Communication Lines in close Proximity to one another*

##### *Fundamentals:*

19. It should be borne in mind that the most efficient solution of the problem would consist in keeping three-phase power lines and telegraph and telephone lines apart. If such a course is found impracticable for either technical or economic reasons, necessary steps should then be taken to eliminate interference and dangerous effects. The necessary measures should comprise the adoption of special precautions in regard of both systems which, when materialized concurrently, are sure to warrant the best operating results. In this connection, particular stress should be laid upon the complexity of the problem which should by no means be envisaged by the parties concerned from the standpoint of bare formal compliance with the regulations set forth, but ought by all means to call for a scrupulous investigation of the particulars involved in every individual instance.

20. In the vast majority of cases the most effective operating solution of the problem resides in the calibration of three-phase and communication lines carried out either separately or jointly. Such calibration eliminates the effect of electrostatic induction and greatly alleviates the influence of electromagnetic induction.

21. In case prohibitive voltages are set up in telegraph or telephone lines, such as to exceed the admissible values for insuring safety of operation and electrical strength of the installations, the use of dischargers, choke coils and isolating transformers as well as the erection of screening wires either on the transmission or the telephone lines is recommended. Other measures for reducing induction may also be adopted by mutual agreement between the parties concerned.

*Note:* The dischargers are to be so designed that their actual discharging voltage should be within the limits of 15% of the rated value. They should offer reliable service when subjected to short-circuit currents generated along the lines of three-phase supply and they should withstand the maximum load under given conditions of strength and duration of current.

22. Any adoption of higher voltage under conditions of already existing adjacency as well as any radical departure from the existing scheme of the three-phase installation (e. g. earthing of neutral) are to be considered as a new adjacency.

23. If either the telegraph and telephone lines or the three-phase supply mains have a number of adjacencies with different characteristics (distance between lines and screening effect of neighbouring earthed objects) the adjacency is to be adequately sectionalized for determining the interfering and dangerous effects in every section separately.

24. In cases of oblique adjacencies i. e. such as are the case in sections where the distance between the lines is proved to have become steadily altered, beginning

from one end to the other, then,—the geometrical mean from all distances in the initial and terminal points of the adjacency section should be chosen as the calculation distance.

25. The angle formed in the crossing of lines should be not less than  $45^\circ$ .

## II. Measures for the Prevention of Acoustic Shocks in Telephone Lines

26. The length of any new adjacency is to be made so small, or else, the distance between the lines so great, that no dangerous amount of electrical energy likely to cause acoustic shock may be induced in the telephone line. In this connection due account should also be taken of the existing state of adjacency between telephone and three-phase supply lines.

27. The danger of acoustic shock with the use of head-phones is considered to set in when an electric energy in excess of 0,02 joule is induced in the telephone line by the 3-phase supply at the moment that the latter is switched in, assuming in this case that for installations with earthed neutral one phase is always earthed.

In regard to hand-phones, 0,06 joules is to be considered a dangerous quantity of energy.

*Note:* In determining the danger arising through acoustic shocks in three-phase lines with earthed neutral,—a pressure equal to  $1\frac{1}{2}$  times the amplitude of the phase voltage on a 3-phase line is considered the inductive pressure; in the case of a 3-phase line with non-earthed neutral a pressure is assumed equalling  $1\frac{1}{2}$  times the amplitude of the line pressure.

If the three-phase installation be supplied with a special device for damping the shock due to switching on the lines,—the above value of  $1\frac{1}{2}$  is replaced by unity.

Should several three-phase lines of different voltage run along the same route, the rating is made in accordance with the highest voltage.

28. The acoustic shock is also considered dangerous in case unstabilized current occurs and travels along the line, due to short circuiting effects or ground return, this current causing a transverse E.M.F. in the telephone circuit, the value of the E.M.F. exceeding 400 virtual volts in a double conductor line and 100 virtual volts in a single-conductor line.

If the telephone lines entering the given adjacency are supplied with protective devices whose object it is to safeguard the said lines from the effect of acoustic shock, then the measures outlined in this paragraph and § 27 are not to be applied. However, allowing for the poor insulation of telephone wires and taking into account the possible danger for the attending staff, who may be called upon to touch the individual parts of the apparatus, the virtual magnitude of the induced transverse voltage should even under conditions of short-time operation—never be allowed to exceed 1000 V.

The longitudinal induced E.M.F. may be reduced by dividing telephone lines into adjacency sections, by the use of intermediate transformers. These measures, however, should, if possible, be applied only so long as they do not affect, to a prohibitive extent, the exploitation of telegraph and telephone installations.

## III. Measures against Dangerous Effects Interfering with Railway Signalling

29. The dangerous effect interfering with the work of railway signals may arise in cases in which the connection to the earth, with either earthed or non-earthed neutral, is accompanied by the creation of an E.M.F., acting along the lines, whose value exceeds 30 V in the case of single line signalling, and 600 V virtual voltage in the case of double-line signalling.

30. No account is taken of double earthing in three-phase lines where the neutral is not earthed, whether telegraph or telephone lines are concerned.

#### IV. Measures against Dangerous and Interfering Effects upon Telegraph Lines

31. The longitudinal E.M.F. induced in the section of a telegraph line between the dischargers should not exceed 1000 V virtual voltage. Taking into consideration, however, the insufficient dielectric strength of telegraph installations as well as the danger involved in touching the non-insulated parts of same, it is imperative, in case the longitudinal E.M.F. exceeds 400 virtual V to strengthen the insulation both at the station and along the cables, and to take measures preventing the risk of contact between the personell and either the cables or the individual parts of the plant. These measures chiefly consist in covering handles, terminals, connection leads and other accessories with an insulating layer, in covering the floor with linoleum etc.

*Note:* In case the longitudinal E.M.F. as described in this paragraph ranges from 400 to 600 virtual V it is recommended that for safeguarding persons touching telegraph installations the necessary measures should be taken for increasing the insulation as outlined in this paragraph.

Dischargers are recommended for use if the eventual longitudinal E.M.F. that may occur exceeds 60 to 1000 virtual volts.

32. As three-phase lines do not produce any lasting interfering effect upon telegraph lines, it is assumed that the latter are not subject to such effect. Failing this, however, such interference as may occur can be easily eliminated by just reconstructing single line telegraph lines into double lines.

#### V. Measures against Interfering Effects.

##### *Fundamentals*

33. The adjacency between three-phase lines on the one hand and either telegraph or telephone lines on the other, results in more or less heavy currents being induced in the latter, this induction being due mostly to higher harmonics of either balanced or residual E.M.F. These currents appreciably interfere with telephone transmission.

The only way of mitigating this interference consists, besides increasing the distance between the three-phase and the communication lines, in the transposition of either type of lines. However, transposition cannot fulfil its purpose unless the respective transposition pitches in both three-phase and communication lines are carefully co-adjusted.

As a general rule, the reduction of the transposition pitches of the above two types of lines cuts down the interfering effect, provided the condition of co-adjustment is fulfilled. This is due to the following reasons: in the adjacency section, the transposition of a three-phase line reduces the harmful effect of both the phase displacement and the damping of the wave; possibly, the humming due to balanced E.M.F.'s disappears; secondly the transposition of telephone- and telegraph lines reduces the effect of balanced as well as of residual E.M.F.'s; finally the transposition of the three-phase line in the whole network reduces the action of residual E.M.F.'s.

Owing to the complexity of the phenomena, it appears impossible to outline the general rules which could be applied to all individual cases. Among these phenomena the following items are of paramount importance:

1. The change of the phase and the damping of the waves generated along three-phase and communication lines.
2. The inevitable non-uniformity of the mutual position of lines.
3. The difference between the respective constants of both lines.

Hereunder are given standards and formulae providing a general notion of quantitative relations. However, in all cases of adjacency, whether complicated or of special importance, it is recommended to carry out the transposition in



accordance with the opinion of all parties concerned taking into account the actual conditions of adjacency.

## 2. Measures against Interfering Effect upon Telephone Lines,

34. Taking into consideration the values of adjacency already existing between a telephone line and a certain line for the transmission of three-phase current, the new value of adjacency length should be made so small and the value of the distance between these lines so great as to eliminate the interfering effect of the temporary field of higher harmonics, created by the three-phase current upon the telephone line.

35. Should it be impossible to ensure that a three-phase line with a non-earthed neutral is switched off within 3 hours after it is connected to earth, then the distance between the three-phase line and the two-wire telephone line should be maintained at such a value as to obviate the interfering effect of the field of higher harmonics upon the telephone line while the three-phase line is connected to earth.

36. Generally speaking, the length of the projection of the telephone line upon the three-phase supply main is considered as the length of the adjacency section. However, in determining the interfering effect, account is also taken of "the length of interfering effect" equal to the maximum distance between two neighbouring transposition points on the telephone line (cf. § 12e).

37. The sections of three-phase current supply lines which are transposed so that the length of the full transposition cycle is equal to the length of interfering effect are not taken into account in determining the admissible adjacency, providing the mutual location of the two lines is not varied by more than by 10%.

38. As regards the higher harmonics in the three-phase current, it is assumed that, on the whole, they exert the same interfering effect as do the fluctuations of the frequency expressed in radians — 5000 — with a virtual voltage equal to 0,02 of the line voltage with one three-phase line; with two lines, the interfering effect is assumed as equal to 0,03 of the line tension, if by suitably locating the high tension circuits no compensation in regard to the interfering action of the second circuit is obtained.

39. Telephone and railway signal lines also used for the transmission of telephone messages are said to be subject to interfering effects if a voltage = 0,02 V is induced in them, the circular frequency being 5000.

40. On newly erected three-phase supply mains in immediate proximity to telephone lines due notice to the parties concerned is to be given when current is switched on for the first time; likewise, the three-phase line should be energized for the first time at a moment when the load at the telephone exchange is a minimum.

## *D. Standards for Power and Communication Lines in Close Proximity to the another*

41. Should it become necessary at any generating station or a transformer substation to switch on the three-phase line for locating the place of grounding or if dangerous interferences had been previously observed on the telegraph and telephone lines in case of such emergencies, the line superintendents in charge of existing sections of three-phase lines in close proximity to communication lines should be given due notice of the time when such current is switched on.

## **Calculation Formulae Supplementary to the Standards for the Protection of Telegraph and Telephone Lines from the Effects of 3-Phase Power Transmission Lines**

*Clauses 26 and 27*

### *Supplementary Formulae*

The E.M.F. induced in the telephone line is estimated as follows:

$$F = \frac{l v^2}{z + 3},$$

where  $l$  is the length of the adjacent section in km,

$z$  the number of wires of the telephone lines,

$$v = \frac{E}{400} - \frac{b \cdot c}{a^2 + b^2 + c^2} \cdot p \cdot q \cdot r \text{ with the neutral not earthed,}$$

$$r = \frac{E}{400\sqrt{3}} \cdot \frac{b \cdot c}{a^2 + b^2 + c^2} \cdot p \cdot q \cdot r \text{ with the neutral earthed,}$$

$E$  is the line voltage of the three-phase power line,

$b$  the mean height of the conductor of the three-phase line in metres,

$c$  the mean height of the wire of the telephone line in metres,

$a$  the distance between the two lines in metres,

$p = 0,75$  provided there is an earthed cable on the three-phase line,

$q = 0,70$  if a compact row of trees exists in the immediate vicinity of the three-phase line,

$r = 0,70$  if a compact row of trees exists in the immediate vicinity of the telephone line,

Otherwise  $p$ ,  $q$  and  $r$  are to be assumed as equal to unity.

Acoustic shocks need not be feared 1. when head phones are used with  $F < 50$  and with the neutral not earthed or 2. when hand phones are used with  $F < 150$  and with the neutral not earthed.

Should the three-phase plant be provided with special devices for damping the sudden fluctuations and in the voltage and surges such as are likely to occur when the line is connected, the acoustic shock is not to be considered provided the neutral is not earthed, if

$F < 100$  when using head-phones,

$F < 300$  when using hand-phones and with earthed neutral, if

$F < 300$  when using head-phones,

$F < 900$  when using hand-phones.

For sections where three-phase power lines and telephone or telegraph lines intersect (cf. § 23) the value  $F$  is determined according to the following formula:

$$F = \frac{400 \cdot 10^{-10}}{(z + 3) \sin \varphi} [E p q r]^2$$

where  $\varphi$  is the angle formed by the intersection of the two lines.

If the distance between the lines at the adjacent section be:

$$a > 7 \sqrt{\frac{E}{l}} \text{ with the neutral not earthed,}$$

$$a > 5 \sqrt{\frac{E}{l}} \text{ with the neutral earthed,}$$

then the acoustic shock does not attain a dangerous value and value  $F$  may be neglected.

Here  $E$  is the line voltage of the three-phase supply and  $e$  the working voltage of the discharger.

#### *Supplement to clause 28*

The longitudinal E.M.F. induced in a telephone line is either determined experimentally or else calculated from the formula:

$$E \text{ term.} = \omega M I_0 l \text{ Volt}$$

where  $l$  is the length of the adjacent section in kilometres,

$\omega$  — the frequency in radians of the A.C. in the three-phase power line ( $\omega = 314$  for a frequency of 50 cycles),

$I_0$  — the factor of current equal to the geometrical sum of the currents in the three-phase line where one phase is short-circuited to earth,

$M$  — coefficient of mutual induction in 4 km.

The dependancy of the value  $M$  upon the distance between the lines is likewise connected with the geological, soil and climatic conditions of the locality concerned and also depends upon the frequency of the alternating current in the three-phase line; wherefore such factors as these should also be included provided experimental evidence covering the given locality is available for the points in question. Lacking such data the following magnitudes of  $\omega M$  computed for mean conditions and worked out for a normal 50 cycle frequency of the interfering current — may be made use of, where  $\omega M$  will be found dependant on  $a$ , the latter symbol standing for the distance between lines in metres.

$a$	10	50	100	150	200	250	300	400	500	600	$M$
$\omega M$	0.2780	0.1240	0.0880	0.0717	0.0621	0.0540	0.0475	0.0375	0.0300	0.0250	
$a$	800	1000	1200	1500	2000	2500	3000	4000	5000	$M$	
$\omega M$	0.0188	0.0150	0.0102	0.0067	0.0038	0.0024	0.0017	0.0006	0.0002		

Adjacency sections with  $a$  distance in excess of 5000 m are not to be taken into account.

For oblique adjacencies the following expressions should be introduced in the place of  $a$

$$\frac{(\sqrt{a_1} + \sqrt{a_2})^2}{3} \text{ for } a \text{ from 10 to 1000 m}$$

$$\sqrt{a_1 \cdot a_2} \text{ for } a \text{ from 1000 m to 5000 m}$$

$a_1$  and  $a_2$  — distances at the beginning and end of the oblique adjacency.

For intersection areas between three-phase and telephone lines the E.M.F. induced in the telephone line is calculated from the following formula:

$$E \text{ term.} = 35 \omega I_0 \cotang \varphi 10^{-6} \text{ V, } \varphi \text{ — angle of intersection.}$$

#### *Supplement to clause 31*

For computing the longitudinal voltage induced in telegraph lines, reference should be made to the formula and explanatory remarks given in clause 28.

#### *Supplement to clauses 34 and 39.*

The following formula is used for determining the magnitude of the interfering effect:

$$S = \frac{E \delta l}{a^2 + b^2 + c^2}$$

where  $E$  — is the linear voltage of the three-phase line,

$l$  — is the length of the adjacency section in kilometres provided this length does not exceed 4 km; otherwise it is equal to the length of the interfering effect i.e. 4 km,

$\delta$  — is the distance between the wires of the high-voltage line in metres,

$b$  — is the mean height at which the three-phase power conductors supply are suspended,

$c$  — the mean height at which the telephone wires are suspended in metres and

$a$  — the distance between both lines in metres.

The balanced voltage of the three-phase supply line does not exercise any interfering effect upon a double-wire telephone line if

$S < 800$  with one line of the three-phase supply unbalanced and

$S < 530$  with two lines of the three-phase line unbalanced.

For several three-phase lines the formula reads as follows:

$$S = \frac{0.02 E_1 + 0.01 E_2}{a^2 + b^2 + c^2},$$

where  $E_1$  is the highest and  $E_2$  the lowest voltage.

The interfering effect will be non-existent if

$$S < 16.$$

For the intersection areas of three-phase supply lines and communication lines the formula is as follows:

$$S = \frac{E \delta 0,14 \cdot 10^{-3}}{\sin \varphi},$$

where  $\varphi$  — is the angle formed by the intersection of the lines.

If  $a > \frac{1}{3} \sqrt{E \delta}$  then the interfering effect may not be accounted for.

In case of a single wire telephone line

$$S = \frac{E \delta l}{(Z + 3)(a^2 + b^2 + c^2)},$$

where  $S$  should be less than 12, i. e.  $S < 12$ .

Here  $l$  is the length of the intersection area.

$Z$  — is the number of wires in the communication line.

*Supplement to par. 36.*

The following formula is used for determining the magnitude of the interfering effect.

$$S_e = \frac{El}{a^2 + b^2 + c^2},$$

where  $E$  is the linear voltage of the three-phase line,

$l$  is the length of the intersection area in kilometres provided this length does not exceed 4 km, otherwise  $l$  is equal to the length of the interfering effect i. e. 4 km,

$b$  — the mean height at which the conductors of the three-phase lines are suspended (in metres),

$c$  — the mean height at which the telephone wires are suspended in metres,

$a$  — the distance between both lines in metres.

The three-phase line does not exert any interfering effect upon the telephone line if  $S_e < 50$ .

For the intersection areas of three-phase and communication lines this value,  $S_e$  is determined from the following formula:

$$S_e = \frac{E \nu 0,14 \cdot 10^{-3}}{\sin \varphi},$$

where  $\varphi$  is the angle formed by the intersection of the lines. If  $a < 1,2 \sqrt{E}$ , then the interfering effect may be entirely neglected.

Deutschland

## Beiträge zur Frage der Beeinflussung der Fernmeldeleitungen und -einrichtungen durch Starkstrom

Reichspostministerium und Vereinigung der Elektrizitätswerke

*Dr. H. Klewe, Prof. A. Rachel und Mitarbeiter*

### Neue Untersuchungen über die Einwirkung von Starkstromleitungen auf Fernmeldeanlagen

*Dr. H. Klewe*

Die ständige Zunahme der Starkstrom- und Fernmeldeanlagen zwingt dazu, die Beziehungen zwischen beiden immer genauer zu durchforschen, um unzulässige Beeinflussungen mit Sicherheit verhindern zu können, ohne dem Bau und Betrieb der Anlagen Beschränkungen aufzuerlegen, die nicht unbedingt erforderlich sind. Die Entwicklung ist hier ähnlich wie in anderen Zweigen der Technik, in denen es die steigende Erkenntnis z. B. der Materialeigenschaften erlaubt, die Baustoffe viel weiter als früher auszunützen. Der damit verbundene wirtschaftliche Vorteil, der sich sofort auswirkt, wird allerdings durch das Aufgeben innerer Reserven erkauft, deren Fehlen sich vielleicht später nachteilig bemerkbar machen kann.

Eine allgemeine Übersicht über die Fragen der Beeinflussung von Schwachstrom- durch Starkstromanlagen und über die heute wichtigsten Probleme ist in einem Beitrag zur Weltkraftteilkonferenz in Tokio von Dr. P. Jäger und dem Verfasser gegeben. Im folgenden wird über einige Einzeluntersuchungen berichtet, die sich meist mit der Störung von Fernsprechleitungen durch verschiedene Starkstromanlagen befassen. Ein besonderer, von Dipl.-Ing. A. Clausing, Berlin, bearbeiteter Abschnitt ist den Störungen des Funkempfangs durch Starkstromanlagen gewidmet.

#### I. Störspannung

##### *a. Störspannung von Drehstromgeneratoren und Hochspannungsleitungen*

Fernsprechleitungen in der Nähe von Hochspannungsleitungen oder elektrischen Bahnen werden häufig durch die Fernwirkung des elektrischen oder magnetischen Feldes empfindlich gestört. Die Quellen der Störungen sind hauptsächlich die im Sprachgebiet liegenden Oberschwingungen der Starkstromanlage; doch kann auch die Grundschiwingung schon merklich zur Störung beitragen. Die Stärke der Geräusche in einer Fernsprechleitung wird durch die „Geräuschspannung“ gemessen,

das ist diejenige EMK der Frequenz 800 Hz, die — zwischen Leitung und Endapparat geschaltet — im Endapparat den gleichen Lautstärkeindruck hervorruft wie die Leitungsgeräusche. Die Störfähigkeit einer Starkstromanlage wird nach ihrer „Störspannung“ beurteilt, das ist diejenige Spannung der Frequenz 800 Hz, die an Stelle der wirklichen Spannung auf die Starkstromleitung wirkend, in einer benachbarten Fernsprechleitung die gleiche Störung erzeugt, wie die wirkliche Spannung mit allen ihren Oberschwingungen. Die Störspannung einer Anlage ist offenbar unabhängig davon, ob überhaupt benachbarte Fernsprechleitungen vorhanden sind; die Geräuschspannung in einer Leitung hängt ab von der Störspannung der störenden Anlage, von der Art der Näherung und von den Eigenschaften der Fernsprechleitung. Nähere Angaben über beide Größen und ihre Messung finden sich im Beitrag Tokio B V 1 und 2.

Für die Vorausberechnung der beim Bau neuer Anlagen zu erwartenden Störungen und für die Festlegung der Maßnahmen zu ihrer Behebung ist die Kenntnis der Störspannung erforderlich. In Deutschland hat man bisher meist mit einer Störspannung von 2% der Betriebsspannung gerechnet, ohne den genauen Wert zu messen. Es hat sich gezeigt, daß die bei Annahme dieses Wertes sich ergebenden Maßnahmen (Abstände, Verdrellung usw.) i. a. einen störungsfreien Betrieb der Fernsprechleitungen gewährleisten. Da aber der Wert von 2% den Erfahrungen an älteren Generatoren und Hochspannungsleitungen entstammt, hat man in der letzten Zeit begonnen, die Störspannung moderner Generatoren mit der Siebkette von Osborne unmittelbar zu messen. Die nachstehende Tafel gibt eine Übersicht über die bisherigen Ergebnisse; sie liegen wesentlich niedriger als der bisher benutzte Wert. Bei einzelnen Maschinen ist nahezu schon der niedrigste, überhaupt mögliche Wert erreicht, der für sinusförmige Spannung von 50 Hz 0,15%, von  $16\frac{2}{3}$  Hz 0,016% beträgt.

### Störspannungsmessungen

#### a. an Generatoren

Art des Generators	Leistung	Frequenz	Belastung	Störspannung
Dampfturbogenerator A ..	50 MW	50	mittel	0,45 ... 0,53%
Dampfturbogenerator B ..	50 MW	50	mittel	0,57 ... 0,63%
Wasserturbogenerator A ..	16 MW	50	mittel	0,28 ... 0,30%
Wasserturbogenerator B ..	16 MW	50	mittel	0,19 ... 0,20%
Wasserturbogenerator A ..	8 MW	$16\frac{2}{3}$	schwankend	0,02 ... 0,04%
Wasserturbogenerator B ..	8 MW	$16\frac{2}{3}$	schwankend	0,12 ... 0,16%

#### b. an Kraftwerkssammelschienen 100 kV (nur 50 Hz)

Art des Werks	Zahl der Generatoren	Belastung	Störspannung
1. Dampf .....	6	120 MW	0,20 ... 0,35%
2. Dampf .....	2	95 MW	0,38 ... 0,65%
3. Dampf .....	2	—	0,33 ... 0,40%
4. Dampf .....	2	50 MW	0,28 ... 0,40%
5. Wasser .....	—	—	0,18 ... 0,22%

c. an Umspannwerkssammelschienen 100 kV (nur 50 Hz)  
Die Messungen sind gleichzeitig mit b 3 . . . 5 ausgeführt

Zu	Leitungslänge zum Kraftwerk	Störspannung	Bemerkungen
b 3	40 km	0,33 . . . 0,40%	Einzelwerte und Verlauf der Kurve über der Zeit fast identisch mit den Werten im Kraftwerk
b 4	100 km	0,40 . . . 0,54%	Gleicher Gang wie im Werk, aber höhere Werte
b 5	80 km	0,19 . . . 0,21%	Umspannwerk wird noch von anderem Kraftwerk gespeist

Auf Grund dieser Werte scheint es möglich zu sein, für die Ermittlung der Maßnahmen zur Vermeidung von Störungen durch Hochspannungsleitungen mit einer wesentlich kleineren Störspannung zu rechnen als bisher. Dagegen bestehen jedoch vorläufig noch schwerwiegende Bedenken. Die Vorschriften für den Bau elektrischer Maschinen enthalten bisher keine zahlenmäßigen Angaben über zulässige Werte für die Störspannung. Es wird nur verlangt, daß die Spannungskurve um nicht mehr als 5 % von der Sinuskurve abweicht. Wenn diese Abweichung nur durch eine Oberschwingung von 150 Hz verursacht ist, so ergibt sich eine resultierende Störspannung von 0,17 %, die wesentlich durch die Grundschiwingung bedingt ist. Handelt es sich dagegen bei den 5 % Abweichung um eine Nutenharmonische von 1100 Hz, so beträgt die Störspannung 20 %. Eine Vorschrift über die Kurvenform, die die Oberschwingungen nicht entsprechend ihrer Fernsprechtörwirkung bewertet, kann mithin den Belangen der Fernsprechtechnik nicht gerecht werden.

Die niedrigen Werte der Störspannung bei modernen Generatoren sind wohl weniger einer bewußten Arbeit im Interesse der Fernsprechtechnik als anderen konstruktiven Gründen zu verdanken, die als Nebenerfolg die Oberschwingungen vermindern. Mit den Vorschriften sind, wie oben gezeigt, weitaus ungünstigere Maschinen vereinbar. Eine grundsätzliche Senkung des den Berechnungen zugrunde zu legenden Wertes der Störspannung kann also erst dann in Frage kommen, wenn die Vorschriften durch Einführung bestimmter Werte für die höchstzulässige Störspannung ergänzt sind. Welcher Wert dafür vorgeschrieben werden kann, bedarf noch weiterer Klärung. Die Festlegung solcher Werte darf sich natürlich nicht nur auf die Generatoren beschränken; auch die Motoren der Verbraucher können als Oberschwingungsgeneratoren wirken. Der Einfluß zahlreicher kleiner Motoren wird allerdings nicht erheblich sein, weil ihre Oberschwingungen verschieden sein werden und sich daher gegenseitig zum Teil aufheben (dieser Effekt wurde schon bei den Messungen an Kraftwerkssammelschienen beobachtet, die von mehreren Generatoren gespeist werden und deren Störspannung in der Regel niedriger ist als die der einzelnen Generatoren). Große Motoren können jedoch einen erheblichen Beitrag zur Störspannung liefern. Ein Beweis dafür hat sich bei Untersuchungen

an elektrischen Bahnen (Einphasenwechselstrom) ergeben: Bestimmte Lokomotiven haben der Fahrdrahtspannung derart starke Oberschwingungen aufgedrückt, daß der Ladestrom einer Fernsprechleitung auf das Dreifache des Wertes stieg, den die Grundschiwingung allein lieferte. Da die Kraftwerke auf die Eigenschaften der angeschlossenen Motoren in dieser Hinsicht nur geringen Einfluß haben dürften, kann auch bei besten Absichten der Werke nicht für dauernd niedrige Störspannung garantiert werden.

Es muß auch noch geklärt werden, ob und in welchem Maße sich die Störspannung längs einer Leitung ändern kann. Die Dämpfung der Oberschwingungen wird stärker sein als die der Grundschiwingung, andererseits können bei unbelasteten Leitungen Ferrantieffekte (Spannungserhöhung durch Ladeströme) auftreten, die bei höherer Frequenz (1000 Hz) schon bei 100 km Leitungslänge merklich sind und zu einer Zunahme der Störspannung führen. Ausreichende Messungen hierüber liegen noch nicht vor; bei einer Messung sind im 100 km entfernten Umspannwerk etwa  $\frac{1}{3}$  höhere Störspannungen gemessen worden als im Kraftwerk, während die zeitlichen Schwankungen beider Meßreihen genau übereinstimmten. Solange man mit einem ausreichend bemessenen Wert der Störspannung rechnet, erübrigt sich die Berücksichtigung solcher Feinheiten; vor einer Herabsetzung des Wertes müssen aber auch diese Fragen noch geklärt werden.

#### *b. Störspannung von Gleichstromgeneratoren, -umformern und Gleichrichtern für Bahnen*

Neuzeitliche Hochspannungsleitungen werden in der Regel so geführt, daß Näherungen mit Fernmeldeleitungen weitgehend vermieden werden. Bei elektrischen Bahnen, besonders bei Straßenbahnen, lassen sich dagegen Näherungen mit Fernsprechleitungen, auch solche von erheblicher Länge, häufig nicht umgehen. Trotzdem ist lange Zeit nicht über Fernsprechstörungen durch Straßenbahnen zu klagen gewesen. Seitdem aber zur Umformung von Drehstrom in Bahngleichstrom in steigendem Umfange Quecksilberdampfgleichrichter benutzt werden, häufen sich auch die Klagen über Fernsprechstörungen. Nach ziemlich übereinstimmenden Erfahrungen der Fernsprechverwaltungen in Amerika und in Deutschland erzeugt fast die Hälfte aller mit Gleichrichtern betriebenen Bahnen mehr oder weniger starke Fernsprechstörungen. Die Ursache der erwähnten Störungsvermehrung kann offenbar nur darin liegen, daß die Störspannung der Gleichrichter wesentlich höher ist als die der anderen Bahnstromquellen; nach den Beobachtungen der genannten Fernsprechverwaltungen ist das Verhältnis der Störungen bei Gleichrichtern zu denen durch andere Bahnstromquellen 5 : 1 bis 10 : 1.

Ältere Untersuchungen über die Störspannung von Gleichstromgeneratoren und rotierenden Umformern liegen nicht vor. Erst in der letzten Zeit ist mehrfach gleichzeitig mit Störspannungsmessungen an Gleichrichtern auch die Störspannung der in der gleichen Anlage vorhandenen rotierenden Maschinen gemessen worden.



Die Störspannung des Gleichrichters läßt sich, im Gegensatz zu der einer rotierenden Maschine, ziemlich genau berechnen, da die Kurvenform der vom Gleichrichter gelieferten Spannung wesentlich durch seine Phasenzahl bestimmt und einer harmonischen Analyse zugänglich ist. Die Kurve eines idealen Gleichrichters läßt sich rechnerisch analysieren; sie entspricht etwa dem Zustande im Leerlauf. Bei Belastung treten Verzerrungen auf; auch dann kann die Kurve nach einem Oszillogramm zerlegt werden. Die folgende Tafel gibt für Leerlauf und Belastung die Spannungen der wichtigsten Komponenten, die beim Sechssphasengleichrichter (50 Hz) vorkommen, in Prozent der Gleichspannung.

Frequenz	.....	300	600	900	1200	1500	1800	2100	2400 Hz
Leerlauf	.....	4,04	0,99	0,44	0,25	0,16	0,11	0,08	0,06 %
Belastung	....	5,99	1,20	0,67	0,74	0,50	0,41	0,32	0,28 %.

Die entsprechenden rechnerisch ermittelten Störspannungen sind 1,6 und 2,7%. Die praktisch vorkommenden Störspannungswerte können noch außerhalb dieser Grenzen liegen, weil unsymmetrische Schaltungen und ungleichmäßiges Arbeiten der Anoden die Störspannung steigern, umgekehrt aber fest mit dem Gleichrichter verbundene Drosseln (Saugdrosseln, Kathodendrosseln) und Anordnungen zur gleichzeitigen Belastung mehrerer Anoden die Störspannung vermindern können. Eine Anzahl Störspannungsmessungen aus der letzten Zeit sind im folgenden zusammengestellt (nachstehende Tafel und Abb. 1). Für die nächste Zeit sind in Deutschland systematische Untersuchungen der Störspannung durch den Verband Deutscher Elektrotechniker geplant.

Einige Gleichrichterwerte in der nachstehenden Tafel liegen weit höher als zu erwarten. Bei 2 und 3 liegt die Ursache in einer bei Neuanlagen wohl nicht mehr benutzten Schaltung des Transformators: Die Spannungen der 6 Anoden sind nicht genau 60° phasenverschoben, sondern abwechselnd etwas mehr und etwas weniger, so daß auch 150 Hz mit ziemlicher Amplitude auftritt. Die Ursache des hohen Wertes von 1 ist nicht bekannt; der Ton in einem angeschlossenen Fernhörer war sehr unrein, was vielleicht auf ungleichmäßiges Brennen der Anoden zurückzuführen ist. Der niedrige Wert von 12 ist durch eine Kathodendrossel verursacht; der Gleichrichter war während der Messung ständig belastet, der Leerlaufwert, bei dem die Drossel unwirksam wäre, konnte nicht gemessen werden. Die höchsten Werte der rotierenden Maschinen liefern Kaskadenumformer, die offenbar in dieser Hinsicht besonders ungünstig sind.

Auch ein Einankerumformer (14) liegt ziemlich hoch. Die Mehrzahl der hier untersuchten umlaufenden Maschinen hat Störspannungen, die weit niedriger sind als die der Gleichrichter; wenn z. B. einer der Motorgeneratoren 50 oder 51 durch einen Gleichrichter ersetzt wird, so kann vorher kaum wahrnehmbares Geräusch in Fernsprechleitungen so stark werden, daß jede Verständigung unmöglich wird.

Bei der Beurteilung dieser Ergebnisse muß berücksichtigt werden, daß bei allen rotierenden Umformerarten, deren Gleichstromseite elektrisch mit der Drehstromseite verbunden ist, also bei Einanker- und

Störungsmessungen an Gleichrichtern (a), Kaskadenumformern (b),  
Einankerumformern (c) und Gleichstromgeneratoren (d).

Nr.	Art	Leistung in kW	Störspannung in v. H. der Nennspannung	
			bei Halblast	bei Vollast
1	a	250	3,1 ... 4,2	4,2 ... 5,4
2	a	150	2,2 ... 4,0	4,0 ... 5,0
3	a	300	3,6 ... 4,4	3,6 ... 4,4
4	a	150	2,2 ... 3,0	3,0 ... 3,6
5	a	3000	3,7	3,5
6	a	500	2,6	—
7	a	2400	2,0	2,6
8	a	600	2,3 ... 2,5	2,6
9	a	400	2,2	2,5
10	b	950	1,87 ... 1,45	1,02
11	b	2000	1,8 ... 1,4	1,4 ... 1,0
12	a	300	1,5	—
13	b	4800	1,4 ... 1,2	1,2 ... 0,9
14	c	1070	1,3	1,3
15	b	900	—	0,8 ... 1,0
16	c	900	0,86	0,94
17	d	150	0,60	0,80 ... 0,90
18	c	650	0,80	0,86
19	c	365	0,80	0,83
20	c	920	0,69	—
21	c	300	0,40 ... 0,50	0,50 ... 0,60
22	d	400	0,55	0,60
23	c	1050	—	0,40 ... 0,60
24	c	1100	0,54 ... 0,59	—
25	c	2500	—	0,53
26	c	2200	0,53	—
27	c	3300	—	0,39 ... 0,52
28	c	800	0,52	0,50
29	b	2400	0,50 ... 0,25	0,25 ... 0,50
30	c	1000	—	0,42 ... 0,49
31	c	1100	0,48	—
32	c	1100	—	0,42 ... 0,48
33	b	2200	0,47	—
34	c	1100	0,38 ... 0,40	0,46
35	c	2400	0,39 ... 0,46	—
36	c	2200	0,44	—
37	c	2200	0,43	—
38	c	1500	0,33	0,36 ... 0,42
39	c	3100	0,36	—
40	d	150	0,20	0,35
41	c	1160	—	0,34
42	c	1700	—	0,33
43	c	2200	0,30	—
44	d	500	0,29	0,25
45	c	1800	0,23 ... 0,28	—
46	d	1500	0,13	0,16
47	d	2000	0,09 ... 0,11	0,15
48	d	2000	0,08 ... 0,10	0,08 ... 0,10
49	d	1600	—	0,10
50	d	1000	—	0,05
51	d	2000	0,04	0,04

Nach Möglichkeit wurde die Störspannung in Abhängigkeit von der Belastung gemessen. Andernfalls ist in der Tafel nur ein Wert angegeben.

Kaskadenumformern (nicht Motorgeneratoren), die Oberwellenspannungen, und damit auch die Störspannungen wesentlich durch die Kurvenform der Spannung des Drehstromnetzes mitbestimmt werden. Die Oberharmonischen in der Gleichspannung ergeben sich nämlich aus dem Unterschied der Kurvenformen der Drehstromnetzspannung und der Eigenspannung des Umformers.

Von den untersuchten Einankerumformern wurde der überwiegende Teil durch dasselbe, und zwar verhältnismäßig gute, Primärnetz gespeist.

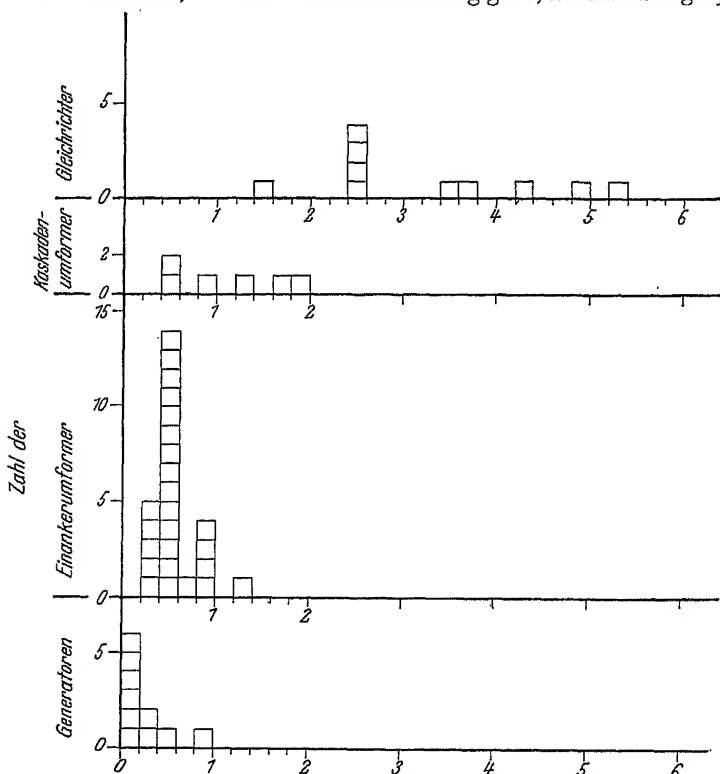


Abb. 1. Störspannung in % der Nennspannung (Höchstwerte).

Es besteht daher die Möglichkeit, daß bei Einankerumformern in Drehstromnetzen mit schlechterer Spannungskurvenform sich höhere Störspannungswerte ergeben. Eine Mittelwertbildung zum Zwecke des Vergleichs verschiedener Bahnstromquellen wird daher bis nach Ausführung der erwähnten planmäßigen Untersuchungen zurückzustellen sein.

Die Störungen von Fernspregleitungen durch Straßenbahnen mit Gleichrichterbetrieb lassen sich beheben einerseits durch Senkung der Störspannung, andererseits durch Maßnahmen an den Fernspregleitungen. Die Verminderung der Störspannung wird im allgemeinen dann das technisch und wirtschaftlich richtigste Mittel sein, wenn Fälle vorliegen, in denen die Zahl der gestörten Fernspregleitungen hoch ist.

oder in denen die Störungen so stark sind, daß sie nur durch einschneidende und dadurch kostspielige Änderungen an den Fernsprechanlagen behoben werden können. Über Einrichtungen zur Senkung der Störspannung vergleiche Beitrag Tokio B VI.

Das Zusammenarbeiten mehrerer verschiedener Gleichstromquellen in einem größeren Straßenbahnnetz über die Fahrleitungen kann bei ungünstiger Schaltung besonders starke Fernsprechstörungen erzeugen. Eine größere Batterie ist praktisch ein Kurzschluß für die Oberschwingungen. Arbeiten also Gleichrichter und Batterie über einen Fahrdrabt — oder ein Speisekabel — parallel, so fließt darin ständig ein Ausgleichsstrom, der in benachbarten Fernsprechleitungen einen dauernden Ton erzeugen kann; die Stellung der Fahrzeuge hat dann nur noch geringen Einfluß. Dasselbe gilt, wenn ein Gleichrichter über den Fahrdrabt mit einer größeren rotierenden Maschine parallel arbeitet; Einankerumformer haben in der Regel kleineren induktiven Widerstand — nur dieser kommt für die Oberschwingungen in Betracht — als Generatoren. Besonders ungünstig wird es, wenn zwei Gleichrichter zusammenarbeiten, deren Oberschwingungen nicht in Phase sind. Das ist z. B. möglich, wenn von den Transformatoren der eine in Stern-Doppelstern, der andere in Stern-Doppelzickzack geschaltet ist. Die Wechselspannungen an den Anoden der beiden Gleichrichter sind dann, bezogen auf die Grundschwingung, um  $30^\circ$  phasenverschoben (beim Sechshephasengleichrichter). Für die erste Oberschwingung, die auftritt, nämlich 300 Hz, bedeutet das eine Phasenverschiebung von  $180^\circ$ . In dem die beiden Gleichrichter verbindenden Fahrdrabt entstehen also Ausgleichsströme von 300, 900 usw. Hz. Werden zwei über den Fahrdrabt parallel geschaltete Gleichrichter aus nicht synchronen Drehstromnetzen gespeist, so entsteht ein Ausgleichstrom mit Schwebungen; in einer benachbarten Fernsprechleitung hört man dann einen unterbrochenen Ton. Alle diese Erscheinungen, die in der letzten Zeit beobachtet worden sind und bei der weiteren Ausbreitung der Gleichrichter immer häufiger werden dürften, sind besonders unangenehm für die modernste Entwicklung des Fernsprechwesens, die Selbstanschlußtechnik. Hier wird der Teilnehmer durch tonfrequente Signale von verschiedener Tonhöhe und verschiedenem Rhythmus über die Vorgänge unterrichtet, die für ihn von Bedeutung sind: Freisein oder Besetztsein der Leitung, Abgehen des Rufes. Wenn sich diesen Signalen dauernde oder gar unterbrochene Töne infolge der Beeinflussung durch eine benachbarte Straßenbahn überlagern, kann die glatte Abwicklung des Fernsprechbetriebes in Frage gestellt werden. Die Störungen durch derartige Ausgleichsströme lassen sich offenbar vermeiden, wenn bei der Beschaffung von Gleichrichtern darauf geachtet wird, in einem zusammenhängenden Netz nur Gleichrichter geeigneter Schaltung zu verwenden. Falls Gleichrichter verschiedener Phasenlage vorhanden sind, müßte auf ihren Parallelbetrieb verzichtet werden. Das bedeutet aber oft unerwünschte Beschränkung in der Ausnutzung der Betriebsmittel, denen Gleichrichter mit ausreichend verminderter Störspannung nicht unterliegen. Im allgemeinen Interesse wäre es daher zu begrüßen, wenn

es den Konstrukteuren der Gleichrichter gelingen würde, etwa durch geeigneten Aufbau der Transformatoren (trapezförmige Spannungskurve) oder ähnliche Mittel die Störspannung von vornherein niedrig zu halten.

## II. Beeinflussung von Fernsprechleitungen durch Hochspannungsleitungen an Kreuzungen und schrägen Näherungen

Die Untersuchungen über die Einwirkung von Hochspannungsleitungen auf Fernsprechleitungen haben begonnen, als beim Ausbau der Überlandzentralen 15-kV-Leitungen viele Kilometer weit an Straßen geführt wurden, an denen schon Fernsprechleitungen bestanden, und infolgedessen Betriebsstörungen sowie — bei Erdschlüssen — gefährliche Knallgeräusche in den Fernsprechleitungen auftraten. Bei derartigen Parallelführungen konnte der Einfluß der Kreuzungen zwischen beiden Leitungen bei der rechnerischen Behandlung vernachlässigt werden; ebenso war es möglich, bei schrägen Näherungen rohe Annäherungswerte für den mittleren Abstand zu benutzen. Die heute in Deutschland gültigen Leitsätze für Maßnahmen, die beim Neubau von Leitungen zu treffen sind, um Störungen und Gefährdungen zu verhüten, geben daher genaue Werte nur für Parallelführungen und vernachlässigen die eigentlichen Kreuzungen ganz.

Die neuzeitlichen Höchstspannungsleitungen werden in der Regel abseits von Wegen gebaut; vielfach kommen sie mit Fernsprechleitungen nur noch an Kreuzungen zusammen, an die sich noch schräge Näherungen anschließen, während Parallelführungen ganz vermieden sind. Da die Beeinflussungen mit der Spannung, zum Teil sogar mit dem Quadrat der Spannung, anwachsen, ist die Frage berechtigt, ob die Vernachlässigung der Kreuzungen noch gerechtfertigt ist und wie die Einwirkung der Kreuzungen und schrägen Näherungen genauer zu berechnen ist.

Aus den Formeln für die Beeinflussung durch Näherungen, die sich in den „Drehstromleitsätzen“ (ETZ 46, 1126, 1925, H. 30) und in einem besonderen Aufsatz, in dem sie auch abgeleitet sind, finden (ETZ 48, 197 und 238, 1927, H. 7 und 8), geht hervor, daß die Abhängigkeit der Beeinflussung von dem Abstand  $a$  zwischen den beiden Leitungen durch ein logarithmisches Potential  $d_{14}$  dargestellt wird. Sind  $b$  und  $c$  die Höhen der Hochspannungs- und der Fernsprechleitung, so ist

$$d_{14} = \frac{1}{2} \ln \frac{a^2 + (b + c)^2}{a^2 + (b - c)^2}$$

und für größere Werte von  $a$  näherungsweise (erstes Glied der Reihenentwicklung)

$$d_{14} = \frac{2bc}{a^2 + b^2 + c^2} \cdot \cdot \cdot$$

Die Störung einer Fernsprechdoppelleitung durch eine fehlerfreie Drehstromleitung der Betriebsspannung  $U$  und des Phasenabstandes  $\delta$  ist z. B. proportional dem Ausdruck

$$\frac{U \cdot \delta}{a^2 + b^2 + c^2}$$

und der Länge der Parallelführung.

Die Beeinflussung durch eine schräge Näherung mit dem Anfangs-  
abstand  $a_1$  und dem Endabstand  $a_2$ , die unter dem Winkel  $\psi$  gegen die  
Hochspannungsleitung verläuft, erhält man offenbar durch Integration  
der eben gegebenen Ausdrücke über  $a_1 \dots a_2$ . Das Integral wird zweck-  
mäßig in der Form  $\int_{a_1}^{\infty} - \int_{a_2}^{\infty}$  geschrieben und ergibt sich als

$$\frac{1}{\sin \psi} [F(a_1) - F(a_2)].$$

Die Funktion  $F(a)$  ist offenbar maßgebend für die Störung einer  
Leitung, die im Abstand  $a$  von der Hochspannungsleitung beginnend  
senkrecht zu ihr bis ins Unendliche führt. Die Formel ist für alle  
Winkel anwendbar, nur nicht für Parallelführungen; die Länge der  
Näherung tritt explizit nicht mehr auf. Formeln gleichen Aufbaus er-  
geben sich auch für die anderen Fälle der Einwirkung des elektrischen  
Feldes, z. B. die Gefährdung durch Knallgeräusche. Auch bei magne-  
tischer Beeinflussung ergibt sich die gleiche Form, nur steht im Nenner  
 $\operatorname{tg} \psi$ ; zwei senkrecht zueinander stehende Leitungen sind eben magne-  
tisch völlig entkoppelt, nicht aber elektrisch.

Die Funktion  $F(a)$  läßt sich in einigen Fällen geschlossen angeben,  
in anderen nur in Form einer Tafel oder Kurve. Für die Störung einer  
Fernsprechleitung durch das elektrische Feld einer Hochspannungs-  
leitung ist, wenn nur mit der oben angegebenen Näherungsformel ge-  
rechnet wird,

$$F(a) = \int_a^{\infty} = \frac{2bc}{\sqrt{b^2 + c^2}} \operatorname{arc} \operatorname{tg} \frac{\sqrt{b^2 + c^2}}{a};$$

mit der genauen Formel ergibt sich

$$F(a) = c \cdot \pi - \frac{1}{2} a \ln \frac{a^2 + (b+c)^2}{a^2 + (b-c)^2} - (b+c) \operatorname{arc} \operatorname{tg} \frac{a}{b+c} \\ + (b-c) \operatorname{arc} \operatorname{tg} \frac{a}{b-c}.$$

Beide Formeln stimmen für größere Werte von  $a$  sehr gut überein.  
Die Abb. 2 zeigt die Werte beider Funktionen, und zwar für  $b = 12$ ,  
bzw.  $b = 10$  und  $c = 6$ . Der Wert bei  $a = 0$  ist — für die genauere  
Formel — von der Höhe der Hochspannungsleitung unabhängig; die  
Näherungsformel gibt für kleine  $a$  etwas zu niedrige Werte.

Mit Hilfe dieser Kurve läßt sich auch die Störung durch eine Kreuzung  
in einfacher Weise berechnen. Falls beide Leitungen geradlinig bis un-  
endlich verlaufen, ist der Faktor für eine Kreuzung offenbar  $2 F(0)/\sin \psi$ .  
Eine rechtwinklige Kreuzung ergibt etwa die gleiche Störung wie eine  
Parallelführung von 700 m Länge in 50 m Abstand, d. i. ein Wert, der  
bei sehr hohen Spannungen keineswegs mehr vernachlässigt werden  
kann. Man kann noch fragen, ob sich die Störung der Fernsprechleitung  
auf beiden Seiten der Hochspannungsleitung nicht etwa aufheben kann.  
Das ist bei bestimmten Leiteranordnungen wohl möglich, z. B. wenn

eine der Schleifen senkrecht, die andere waagrecht ist; im allgemeinen ist jedoch damit zu rechnen, daß die Wirkungen beider Seiten sich mindestens zum Teil addieren.

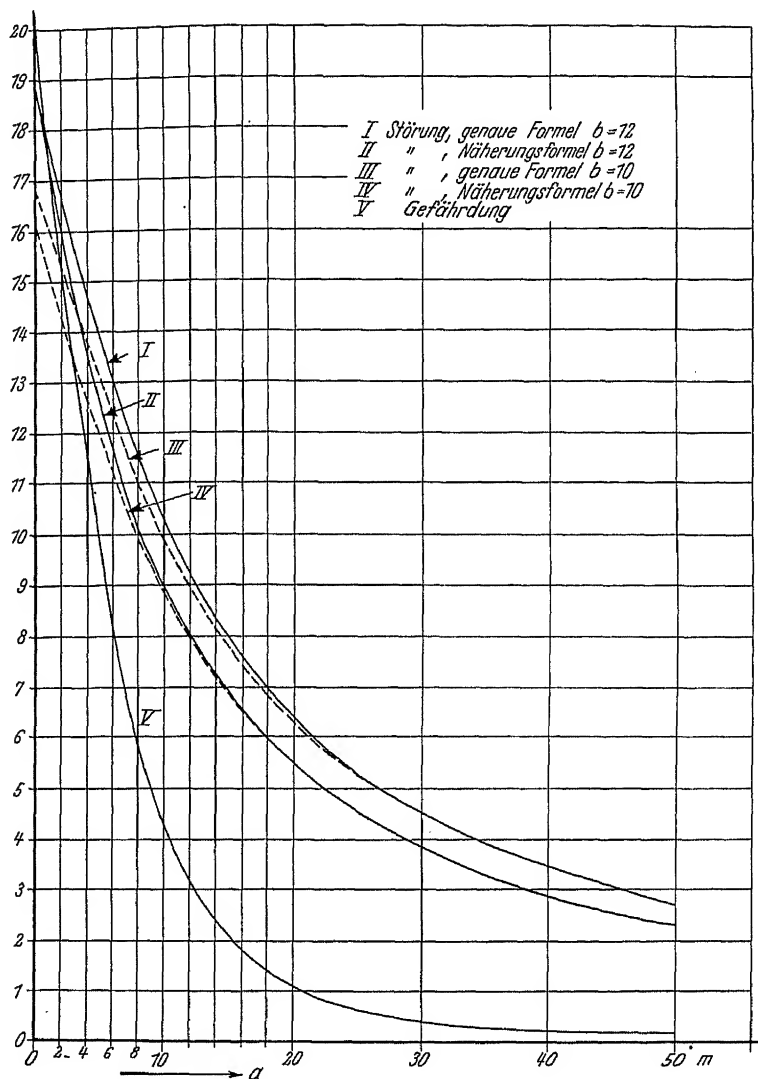


Abb. 2. Einwirkung von Hochspannungsleitungen auf Fernsprechleitungen an Kreuzungen<sup>1</sup>

In ähnlicher Weise läßt sich an Kreuzungen und schrägen Näherungen auch die Gefährdung durch Knallgeräusche bei Schaltvorgängen in der Hochspannungsleitung, gemessen durch die auf die Fernsprechleitung

<sup>1</sup> In der Zeichnung sind die Bezeichnungen II und III an den Pfeilen zu vertauschen.

übergehende Energie, ermitteln. Die Berechnung ist hier etwas schwieriger, weil die Spannung der Fernsprechleitung, die wesentlich von  $d_{14}$  abhängt, im Quadrat eingeht. Die Näherungsformel läßt sich zwar auch noch genau integrieren, im Bereich der genauen Formel muß aber graphisch integriert werden. In die Abbildung ist daher für diesen Fall nur eine Kurve eingetragen. Eine rechtwinklige Kreuzung ergibt danach die gleiche Gefährdung wie eine Parallelführung in 50 m Abstand von etwa 9 km Länge; bei einem Abstand von 25 m wäre die entsprechende Länge etwa 800 m.

Man wird nun fragen, ob diese verhältnismäßig hohen Werte auch durch die praktische Erfahrung bestätigt werden. Betriebserfahrungen liegen in Deutschland noch nicht vor, weil die einzige 220-kV-Leitung — erst bei dieser Spannung spielen die Kreuzungen eine erhebliche Rolle — soeben erst mit dieser Spannung in Betrieb gekommen ist. Gegen die Berechnungen über die Größe der Störungen läßt sich wohl nur einwenden, daß die Phasenlage der Teilströme berücksichtigt werden müßte; bei der Gefährdung durch Knallgeräusche kann man vielleicht vermuten, daß die sehr kurze Wanderwelle beträchtlicher Spannung, die an einer Kreuzung nur entstehen kann, bei ihrem Fortschreiten längs der Fernsprechleitung, z. B. durch Überschläge an den Isolatoren, so weit gedämpft wird, daß die am Hörer ankommende Energie nicht mehr für ein gefährliches Knallgeräusch ausreicht. Für die experimentelle Untersuchung dieser Fragen hat die Commission Mixte Internationale im April 1929 einen besonderen Studienausschuß eingesetzt; Ergebnisse liegen noch nicht vor. Das Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerk beabsichtigt, gemeinsam mit dem Reichspostzentralamt, demnächst entsprechende Versuche an seiner 220 kV-Leitung vorzunehmen.

Da nicht nur die Ausführung, sondern auch die Auswertung von Versuchen an Betriebsleitungen, an denen sich vollkommen übersichtliche Versuchsschaltungen häufig aus Betriebsrücksichten verbieten, Schwierigkeiten macht, hat das Reichspostzentralamt begonnen, Modellversuche anzustellen. Die Leitungen sind im Maßstab 1:50 nachgebildet; als „Erde“ dient eine Blechtafel von  $3 \times 4$  m. Die Messungen haben sich bisher auf die Einwirkung einer eindräftigen Hochspannungsleitung auf eine eindräftige Fernsprechleitung beschränkt. Der Ladestrom, der bei einer senkrechten Kreuzung aus der Fernsprechleitung abfließt, stimmt innerhalb der Meßfehler mit dem nach den oben angegebenen Verfahren berechneten überein. Er beträgt bei 50 Hz und einer Spannung an der Hochspannungsleitung von 3000 V etwa  $0,5 \mu\text{A}$ . Auch die Abhängigkeit von Kreuzungswinkel (Proportionalität zu  $1/\sin\psi$ ) konnte durch die Versuche mit großer Genauigkeit bestätigt werden. Ob es möglich sein wird, die gegenseitige Einwirkung von Doppelleitungen in dieser Weise zu untersuchen, erscheint noch fraglich; die Ströme dürften dann zu klein werden. Über Knallgeräusche bei Schaltvorgängen kann vorläufig nur gesagt werden, daß in dem zwischen Fernsprechleitung und Erde liegenden Hörer ein deutliches Knacken zu hören ist, wenn die Hochspannungsleitung mit einer Gleichspannung von 2000 V verbunden wird. Ob die dieses Knacken erzeugende Energie mit dem berechneten



Wert übereinstimmt, wird sich allerdings nur sehr schwer feststellen lassen, da es bisher kein Verfahren gibt, um die Energie eines derartigen Geräusches zu messen. Die Rayleighsche Scheibe, die häufig zu Versuchen dieser Art benutzt wird, ist nicht empfindlich genug. Wenn man aber bedenkt, daß die bei Schaltung einer 220-kV-Leitung im Erdschluß auf die kreuzende Fernsprechleitung übergehende Energie etwa eine Million mal stärker ist als bei diesen Modellversuchen, ist anzunehmen, daß bei diesen Versuchen auch eine Messung der Knallgeräuschenergie möglich sein wird. Auf alle Fälle wird man bei Messungen an Betriebsleitungen anstreben müssen, die Versuchsbedingungen zunächst möglichst einfach zu gestalten, um unbeabsichtigte Nebenerscheinungen auszuschalten und die Auswertung der Ergebnisse zu vereinfachen.

Um auch ein Urteil über die absolute Höhe der Störungen zu ermöglichen, die sich nach der oben angegebenen Theorie ergeben, sei folgendes angeführt: Eine rechtwinklige Kreuzung einer 220-kV-Doppelleitung (mittlerer Phasenabstand 8 m) mit einer Fernsprechdoppelleitung kann schon bei einer Störspannung von 1,3% der Betriebsspannung eine Geräuschspannung liefern, die höher ist als der nach den Leitsätzen zulässige Wert. Bei einem Kreuzungswinkel von  $30^\circ$  wäre die Geräuschspannung doppelt so hoch als zulässig. Zwei Kreuzungen würden fast in jedem Falle eine Überschreitung der Grenzwerte zur Folge haben. Da eine Änderung der Linienführung der Hochspannungsleitung zur Vermeidung der Kreuzungen in der Regel nicht möglich sein wird, bleibt zum Schutze der Fernsprechleitungen nichts weiter übrig, als sie in der Umgebung der Kreuzungsstelle zu verkabeln. Bei Verwendung geeigneter Kabel (Krarupkabel mit einem Wellenwiderstand gleich dem der Freileitung) wird durch die Einschaltung der Kabelstrecke die Dämpfung der gesamten Leitung nicht merklich erhöht; bautechnisch wird natürlich die Einschaltung zahlreicher Kabelstücke in eine Freileitung stets unerwünscht bleiben, so daß von diesem Mittel nur bei Kreuzungen mit Höchstspannungsanlagen Gebrauch gemacht werden kann.

### III. Der Schienenstrom und seine Kompensationswirkung

Die Störungen von Fernsprechleitungen durch das magnetische Feld erdunsymmetrischer Starkstromleitungen, wie der Fahrleitungen elektrischer Bahnen, werden vielfach wesentlich gesenkt durch Ströme, die sich unter dem Einfluß dieses Feldes in benachbarten Leitern (Schienen) ausbilden und das Feld zum Teil kompensieren. Allgemeine Angaben über diesen Effekt sind im Beitrag Tokio B V 4 enthalten; sie sollen im folgenden besonders durch neuere Meßergebnisse ergänzt werden.

Wenn die elektrischen Eigenschaften der Fahrleitung längs der Strecke konstant sind, kann man die Stromverteilung in einer benachbarten Leitung nach dem Vorgang von Pleijel ziemlich einfach berechnen. Es sei  $J_0$  der Strom in der Fahrleitung,  $\mathcal{E}$  die induzierte Spannung in der benachbarten, überall über kleine Widerstände  $Z$  (etwa den Schienen der Bahn oder dem Mantel eines benachbarten Kabels oder einer Wasserleitung),  $\beta$  und  $\gamma$  Wellenwiderstand und Fortpflanzungskonstante dieser Leitung,  $R$  ihr Scheinwiderstand. Fahrstrom der Kreis-

frequenz  $\omega$  fließe auf der Strecke von  $-l$  bis  $+l$  (Speisepunkt bis Belastungspunkt). Wenn die betrachtete Leitung nicht unmittelbar zur Rückleitung des Fahrstroms benutzt wird (z. B. der Mantel eines Kabels, der nicht metallisch mit den Schienen verbunden ist), ergeben sich für den Strom  $\mathfrak{J}$  und für die Spannung gegen Erde  $\mathfrak{B}$  folgende Gleichungen:

$$\begin{aligned} x \leq -l & \left\{ \begin{aligned} \mathfrak{B} &= -\mathfrak{Z} \cdot \frac{\mathfrak{E}}{\mathfrak{R}} \cdot e^{\gamma x} \cdot \sin \gamma l, \\ \mathfrak{J} &= -\frac{\mathfrak{E}}{\mathfrak{R}} \cdot e^{\gamma x} \cdot \sin \gamma l, \end{aligned} \right. \\ |x| \leq l & \left\{ \begin{aligned} \mathfrak{B} &= -\mathfrak{Z} \cdot \frac{\mathfrak{E}}{\mathfrak{R}} \cdot e^{-\gamma l} \cdot \sin \gamma x, \\ \mathfrak{J} &= -\frac{\mathfrak{E}}{\mathfrak{R}} \cdot (1 - e^{-\gamma l} \cos \gamma x), \end{aligned} \right. \\ x \geq l & \left\{ \begin{aligned} \mathfrak{B} &= -\mathfrak{Z} \cdot \frac{\mathfrak{E}}{\mathfrak{R}} \cdot e^{-\gamma x} \cdot \sin \gamma l, \\ \mathfrak{J} &= -\frac{\mathfrak{E}}{\mathfrak{R}} \cdot e^{-\gamma x} \cdot \sin \gamma l. \end{aligned} \right. \end{aligned}$$

Dabei ist angenommen, daß die Leitung wesentlich länger ist als die Strecke  $2l$ .

Wenn die Leitung außer dem induzierten Strom auch den Rückstrom führt (Schienen der Bahn), erhalten die Gleichungen folgende Form:

$$\begin{aligned} x \leq -l & \left\{ \begin{aligned} \mathfrak{B} &= -\mathfrak{Z} \left( \mathfrak{J}_0 - \frac{\mathfrak{E}}{\mathfrak{R}} \right) \cdot e^{\gamma x} \cdot \sin \gamma l, \\ \mathfrak{J} &= \left( \mathfrak{J}_0 - \frac{\mathfrak{E}}{\mathfrak{R}} \right) \cdot e^{\gamma x} \cdot \sin \gamma l, \end{aligned} \right. \\ |x| \leq l & \left\{ \begin{aligned} \mathfrak{B} &= \mathfrak{Z} \left( \mathfrak{J}_0 - \frac{\mathfrak{E}}{\mathfrak{R}} \right) \cdot e^{-\gamma l} \cdot \sin \gamma x, \\ \mathfrak{J} &= -\frac{\mathfrak{E}}{\mathfrak{R}} - \left( \mathfrak{J}_0 - \frac{\mathfrak{E}}{\mathfrak{R}} \right) \cdot e^{-\gamma l} \cdot \cos \gamma x, \end{aligned} \right. \\ x \geq l & \left\{ \begin{aligned} \mathfrak{B} &= \mathfrak{Z} \cdot \left( \mathfrak{J}_0 - \frac{\mathfrak{E}}{\mathfrak{R}} \right) \cdot e^{-\gamma x} \cdot \sin \gamma l, \\ \mathfrak{J} &= \left( \mathfrak{J}_0 - \frac{\mathfrak{E}}{\mathfrak{R}} \right) \cdot e^{-\gamma x} \cdot \sin \gamma l. \end{aligned} \right. \end{aligned}$$

Wenn  $\gamma l$  groß genug ist (große Streckenlänge oder hohe Dämpfung), ist der Strom in der Mitte der Strecke in beiden Fällen gleich groß, nämlich  $= -\frac{\mathfrak{E}}{\mathfrak{R}}$ , hier ist also nur noch „induzierter Strom“ vorhanden. Nach den Enden zu nimmt im ersten Falle der Strom ab, um auch außerhalb der Strecke  $2l$  im gleichen Sinne zu fließen. Im zweiten Falle

überlagert sich dem induzierten Strom an den Enden der gespeisten Strecke der „Rückstrom“, so daß der Schienenstrom in der Nähe von Speise- und Belastungspunkt stärker ist als in der Mitte; außerhalb der Strecke 2 l fließt er in umgekehrter Richtung. Integriert man den Strom von  $-\infty$  bis  $+\infty$ , so findet man in beiden Fällen den gleichen Wert, nämlich  $-2l \cdot \frac{\mathcal{E}}{\Re}$ . Die Wirkung des Schienenstroms — oder eines anderen kompensierenden Stromes — auf eine benachbarte Fernsprechleitung großer Länge kann also stets ersetzt werden durch die Wirkung eines konstanten nur auf der gespeisten Strecke fließenden Stromes der Stärke  $-\frac{\mathcal{E}}{\Re}$ . Falls die Fernsprechleitung von Fahrdrabt und Schienen gleich weit entfernt ist, kann man die induzierten Spannungen berechnen, indem man den wahren Fahrdrabtstrom  $J_0$  durch den wirk-samen Rest  $J_0 - \frac{\mathcal{E}}{\Re}$  ersetzt.

Die Gegeninduktivität zwischen Fahrdrabt und Schienen und damit die induzierte Spannung  $\mathcal{E}$  wird meist ausreichend genau bekannt sein. Weniger bekannt ist der Scheinwiderstand  $\Re$ , besonders wenn es sich um die Schienen einer Bahn handelt. Wirkkomponente und Blindkomponente sind frequenzabhängig; der Ohmsche Widerstand hängt ferner sehr stark von dem baulichen Zustand des Gleises ab. Da die Messung des Schienenstromes selbst einfacher ist als die von  $\Re$ , pflegt man von der Ermittlung des Scheinwiderstandes ganz abzusehen.

Schienenstrommessungen an Wechselstrombahnen bei der Betriebsfrequenz ( $16\frac{2}{3}$  Hz) liegen schon in ziemlicher Anzahl vor. Sie sind sehr einfach durchzuführen, wenn es möglich ist, einen Isolierstoß einzubauen und ein Meßgerät unmittelbar in die Schienen einzuschalten. Es ist nur zu beachten, daß ein Meßgerät möglichst niedrigen Widerstandes gewählt wird, um keinen erheblichen Bruchteil des Stromes über Erde abzu-drängen. Um diese Schwierigkeit zu vermeiden, hat vor kurzem *Th. Müller* in BSEV. ein Verfahren angegeben, bei dem auch bei Wechselstrom der Schienenstrom durch Messung des Spannungsabfalls längs der Schienen bestimmt wird. Ältere Messungen in Deutschland haben gezeigt, daß bei Strecken ohne elektrische Schienenverbinder der Schienenstrom stark von der Witterung und von der Stromstärke abhängig war; bei feuchter Witterung war er höher als bei trockener, bei schwachem Strom fast 0, bei stärkerem, besonders bei Kurzschlüssen, erreichte er nahezu 40% des Fahrstroms. An einer eingleisigen Strecke mit elektrischen Schienenverbindern war dagegen der Schienenstrom praktisch konstant mit 45% des Fahrstroms. Die Messungen von *Müller* an einer zweigleisigen Strecke mit Schienenverbindern liefern noch höhere Werte bis zu 60%. Sie bestätigen ferner die oben auf Grund der Theorie gemachte Bemerkung, daß in der Mitte einer längeren Strecke nur noch „induzierter“ Strom auftritt, durch einen sehr einfachen Versuch: Bei Trennung des Gleises nahe dem Speise- und Belastungspunkt blieb der Schienenstrom in der Mitte der 37 km langen Strecke unverändert.

Die Messungen des Schienenstroms bei höheren Frequenzen sind weniger zahlreich. Aus der letzten Zeit sind drei Meßreihen dieser Art über den Frequenzbereich  $16\frac{2}{3}$ –2000 Hz zu erwähnen. Die Meßanordnung war die gleiche wie bei den im Beitrag Tokio B V 3 behandelten Gegen-

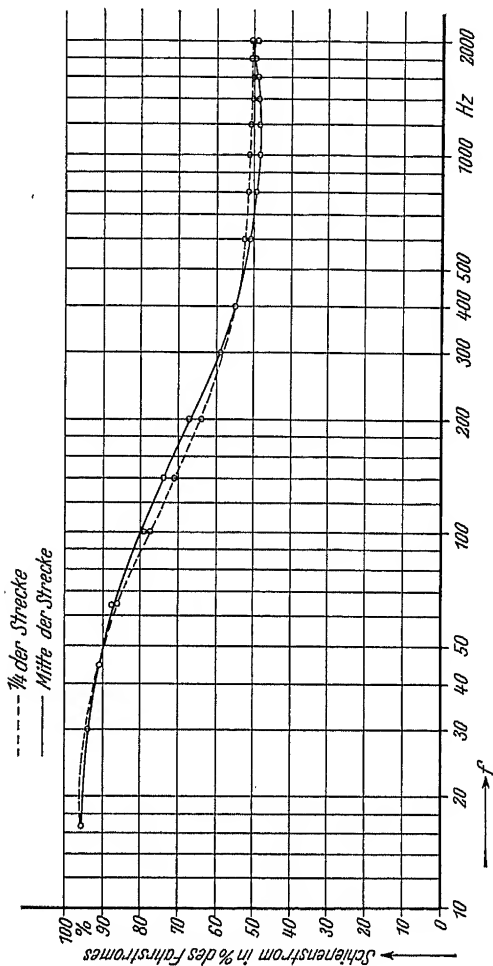


Abb. 3. Schienenstrommessungen an einer Straßenbahn.

induktivitätsmessungen, über die demnächst in der Elektrischen Nachrichtentechnik ein ausführlicher Bericht erscheinen wird. Die verfügbare Stromstärke war niedrig, bei technischen Frequenzen 5...10 A, bei höheren etwa 3 A. Zur Messung des Schienenstroms wurden Isolierstöße eingebaut und daran Abgreifwiderstände eingeschaltet, deren Spannungsabfall durch Kompensation ermittelt wurde; die Widerstände waren so klein, daß kein nennenswerter Teil des Stromes abgedrängt wurde.

Ob bei der geringen Stromstärke die Induktivität der Schienen eine andere war als bei Belastung mit hoher Stromstärke, ist noch zu prüfen.

An einer neuen zweigleisigen Straßenbahn mit geschweißten Schienenstößen — jeder 8. Stoß Lasche mit starkem Kupferverbinder — von 4 km Länge wurde der Schienenstrom in der Mitte der Strecke und in 1 km Abstand von einem Ende gemessen. Die Abhängigkeit von der Frequenz war an beiden Stellen fast übereinstimmend; die Abb. 3 zeigt, daß bei Frequenzen über 500 Hz an beiden Punkten praktisch nur noch induzierter Strom in Höhe von 50% des Fahrstromes auftritt. Bei kleinen Frequenzen überlagert sich der Rückstrom, so daß bei  $16\frac{2}{3}$  Hz ein Schienenstrom von 96% erreicht wird; nach außen konnte kein Rückstrom abfließen, da das Gleis die gleiche Länge hatte wie der Fahrdrabt. Eine Abhängigkeit von der Stromstärke war zwischen 0,5 und 10 A nicht festzustellen.

An einer Vollbahn mit modernem Oberbau, aber ohne elektrische Schienenverbinder betrug der Schienenstrom in dem ganzen Frequenzbereich 36...40%. Eine Abhängigkeit von der Witterung war nicht festzustellen; der neuzeitliche Oberbau verhält sich also wesentlich anders als der früher untersuchte, bei dem bei kleinem Fahrstrom der Schienenstrom praktisch 0 war. Bei dem neuen Oberbau ist die Einführung von elektrischen Schienenverbindern kaum mehr zu rechtfertigen, da sie nach den deutschen Erfahrungen den Schienenstrom nicht wesentlich steigern würde. Das gilt allerdings nur für guten und gut unterhaltenen Oberbau.

Die dritte Meßreihe an einer eingleisigen Bahn mit älterem Oberbau hat hinsichtlich der technischen Frequenzen die älteren Ergebnisse bestätigt: Schienenstrom nur 5...6% des Fahrstroms. Bei steigender Frequenz nimmt jedoch der Schienenstrom erheblich zu, erreicht bei 400 Hz schon 25 und bei 2000 Hz 48% des Fahrstroms. Dies Verhalten wird offenbar dadurch verursacht, daß bei niedrigen Frequenzen für den Schienenstrom der Ohmsche Widerstand der Schienen maßgebend ist; er ist bei kleinen Strömen bisweilen sehr hoch, wenn nämlich die Schienenstöße mangelhaft sind, und kann bei höherer Stromstärke infolge der Frittwirkung abnehmen. Bei höherer Frequenz tritt der Ohmsche Widerstand gegenüber dem induktiven zurück, so daß auch bei schlechtem Oberbau höhere Schienenströme erreicht werden können.

Wenn diese Messungen auch noch weiterer Ergänzung bedürfen, so läßt sich schon jetzt schließen, daß man bei Bahnen mit geschweißten oder in anderer Weise elektrisch gut durchverbundenen Schienen mit einem Schienenstrom von annähernd 50% für alle Frequenzen rechnen kann. Die Induktionswirkungen des Fahrstromes auf benachbarte Fernmeldeleitungen werden durch den Schienenstrom also auf die Hälfte gesenkt. Bei elektrischen Bahnen ohne besondere Schienenverbinder ist der Schienenstrom bei niedriger Frequenz vom Bauzustand und von der Stromstärke stark abhängig, bei höheren Frequenzen kann mit fast der gleichen Kompensation gerechnet werden wie bei Bahnen mit elektrischen Schienenverbindern.

#### IV. Beeinflussung des Rundfunks durch Starkstromanlagen

Dipl.-Ing. A. Clausing

Zu den nicht mehr außer acht zu lassenden Störungsquellen des Rundfunks gehören auch die Einwirkungen von Starkstromanlagen. Nach dem heutigen Stand der Technik ist es nicht möglich, die Rundfunkempfangsanlagen gegen Hochfrequenzvorgänge durch Funkenbildung in Starkstromanlagen hinreichend unempfindlich zu machen. Es scheint auch in der Zukunft wenig Aussicht zu bestehen, dieses Ziel zu erreichen. Die von den Starkstromleitungen ausgestrahlte hochfrequente Energie kann nämlich den Empfänger aus allen Richtungen erreichen; sie kann außerdem praktisch jede Schwingungszahl haben. Es ist also immer damit zu rechnen, daß die Störenergie die gleiche Schwingungszahl hat und aus der gleichen Richtung kommt wie die Energie des aufzunehmenden Senders. Daher scheinen im Augenblick nur zwei Wege zur Behebung dieser Störungen möglich zu sein: Steigerung der Empfangsenergie durch Steigerung der Senderleistung oder Verminderung der Störenergie. Die folgenden Ausführungen befassen sich, entsprechend dem vorliegenden Bericht, mit der Möglichkeit zur Verminderung der Störenergie. Diese Aufgabe kann man sich zunächst nur für die künftig neu zu errichtenden Starkstromanlagen stellen, da sich ihre Lösungsmöglichkeit für die bestehenden Starkstromanlagen wegen ihrer heute schon ungeheuren Ausdehnung aus volkswirtschaftlichen Gründen zur Zeit nicht übersehen läßt.

Die *Quellen* der Störungen liegen teils beim Erzeuger, teils beim Verbraucher elektrischer Energie. Die *Träger* der Störungen sind die vom Erzeuger bis zum Verbraucher führenden Leitungen sowie die Oberleitungen und Stromschienen der elektrischen Bahnen. Die große Ausdehnung dieser Netze und der Bahnen ist ein wesentlicher Grund dafür, daß die Störungen bis in die entlegensten Winkel getragen und durch *einen* Störer gleichzeitig *viele* Rundfunkteilnehmer betroffen werden.

Die Ausdehnung und die Stärke der Störungen ließen sich sehr verringern, wenn man die Leitungen in den Häusern auf ihrem ganzen Wege in Bleiumhüllungen, Isolierrohren oder als Rohrdraht führen würde. Sorgt man außerdem für eine einmalige gute Hochfrequenzerdung der Metallmäntel und verlötet deren Stoßstellen, so würden die Leitungen nicht fähig sein, die hochfrequenten Störungen abzustrahlen.

Da man heute solche vollkommenen Netze nicht zur Verfügung hat, ist zu prüfen, welche weiteren Wege zur Behebung der Störungen gangbar sind. Hierzu ist es zweckmäßig, sich einmal Rechenschaft über die Störungsquellen, die Ausbreitung und Übertragung der Störungen auf die funktechnischen Anlagen zu geben.

Als Störer des Rundfunks kommen zunächst alle diejenigen *Energieerzeuger* in Frage, bei denen im Betrieb durch die Funkenbildung an den Generatoren und den Quecksilberdampfgleichrichtern hochfrequente Schwingungen entstehen. Auch beim Transport elektrischer Energie bilden sich bei schlechter Isolation der Drähte Störungsherde. Zu ihnen sind besonders solche Isolatoren der Hochspannungsüberlandnetze zu

rechnen, an denen bei feuchtem Wetter Sprühererscheinungen auftreten. Zu den weiteren Störern des Rundfunks gehören diejenigen *Verbraucher* elektrischer Energie, bei denen das Arbeiten unter Funkenbildung vor sich geht. Alle bisher aufgezählten Störungen pflanzen sich auf den Leitungen vom Energieerzeuger zum Verbraucher fort. Die hiernach wichtigsten Störer lassen sich in 5 Klassen einteilen:

### 1. *Beleuchtungsmittel*

Das von Hand betätigte oder automatische Einschalten des Lichtes ruft im Rundfunkgerät ein Knacken hervor. Die Ursache hierfür ist die Funkenbildung am Schalter, durch die auf der Leitung eine Wandlerwelle entsteht. Je steiler ihre Wellenfront ist, um so höher sind die sich bildenden Frequenzen. Diese erregen das Leitergebilde und treten, wenn es abstrahlungsfähig ist, auf die Antennenanlagen der Rundfunkteilnehmer über und verschlechtern den Empfang. Eine elektrische Glühlampe stört dann, wenn sie lose in der Fassung sitzt und nur von Zeit zu Zeit unter Funkenbildung Kontakt macht. Lichtreklameanlagen, die mit Glühlampen ausgerüstet sind, deren Zündung und Löschung durch die Kontakte eines Triebwerks (Motor- oder Federantrieb) oder durch thermoelektrische Kontakte bewirkt werden, stören den Rundfunkempfang erheblich. Hier sind es die Kontakte der Unterbrechungsstellen, die beim Öffnen und Schließen hochfrequente Schwingungen erzeugen. Bei den mit Leuchtröhren ausgerüsteten Anlagen können durch das Zünden und Löschen sowie durch sonstige Schwankungen der Gasentladung hochfrequente Störungen entstehen. Besonders stark sind diese Störungen, wenn die Leuchtröhren durch hochfrequente Spannungen (nach Art der Teslaströme) betrieben werden. Die Hochfrequenzschwingungen, die in diesem Falle keine ungewollte Begleiterscheinung sind, sondern dem Betrieb dienen, verbreiten sich weitgehend auf dem angeschlossenen Leitungsnetz und stören dadurch benachbarte Empfangsanlagen.

### 2. *Elektromotoren*

Alle, besonders die stark funkenden Kollektormotoren, machen den Funkempfang in der näheren und weiteren Umgebung unmöglich. Wegen ihrer weiten Verbreitung in den Haushaltungen, in denen sie für Staubsauger, Nähmaschinen, Ventilatoren, Heißluftduschen angewendet werden, sind sie besonders gefürchtet. Auch *gewerbliche Motoranlagen* können Rundfunkstörungen verursachen. Sie werden bei Zahnärzten, in Fahrstuhlhallen, für Kinos und bei Friseuren für Haarschneidezwecke verwendet. Häufig können außer den Kollektoren auch die Schalter, Relais und Anlasser im Moment des Stromein- und -ausschaltens große Störungen hervorrufen.

### 3. *Umformer*

Die Umformung von Wechselstrom in Gleichstrom erfolgt häufig mittels Quecksilberdampfgleichrichter. Hier tritt beim Zünden und Löschen des Lichtbogens eine starke Funkenbildung auf. Sie zeigt sich

auch bei den an Gleich- und Wechselstromnetzen verwendeten Motor-  
generatoren (mit Kollektor), Einankerumformern und Pendelgleich-  
richtern.

#### 4. Wärme- und Kälteerzeuger

Bei Plätteisen, Heizkissen, Fußwärmern, Heißwasserspeichern und Futterdämpfern wird die Temperaturbegrenzung mit Hilfe eines thermischen Stromkontaktes (Birka-Reglers) durchgeführt. Im Moment des Stromöffnens oder Schließens entstehen starke, lang anhaltende Knarrgeräusche. Sie pflanzen sich über große Entfernungen fort; auch bei Kälteerzeugern kann man ähnliche Störwirkungen feststellen.

#### 5. Sonstige Anlagen

Als empfindliche Störer des Rundfunks sind hier die Hochfrequenzheilgeräte, Diathermie- und Röntgenapparate, die Entstaubungsanlagen für Industriebetriebe und die Hausklingeln zu nennen. Sie überdecken häufig dann die Rundfunkdarbietungen völlig, wenn sie direkt vom Gleich- oder Wechselstromnetz betrieben werden.

#### Die Mittel zur Störungsbeseitigung

Da die Funkenbildung die Quelle der hochfrequenten Störungen ist, so gilt es im allgemeinen, die Funkenbildung selbst zu unterbinden. Nicht immer ist die Funkenbildung ungewollt. Es gibt Fälle, z. B. bei den Hochfrequenzheilgeräten, bei denen die Funkenbildung dazu dient, hochfrequente Behandlungsströme herzustellen, die mittels besonderer Elektroden dem menschlichen Körper zugeführt werden. Solche Heilgeräte haben entweder einen *Wagnerschen* Hammer oder eine Funkenstrecke, deren Funkenbildung nicht unterdrückt werden darf.

Anders liegen die Verhältnisse bei Maschinen und Apparaten, bei denen eine *ungewollte* Funkenbildung entsteht. Bei Kollektormotoren tritt das z. B. ein bei zu geringem Kontaktdruck der Bürsten, schlechtem Einschleifen derselben, Arbeiten außerhalb der neutralen Zone oder bei Hervortreten der Glimmerisolation der Kollektorsegmente. Die Funkenbildung kann dann so stark werden, daß sie ein Verbrennen des Kollektors und Rundfeuer verursacht. Meistens gelingt durch geeignete Wartung der Maschinen die Funken- und damit die Störungsbeseitigung. Werden die Störungen hierdurch nicht genügend unterdrückt, so muß man den hochfrequenten Störungen den Eintritt in das Netz sperren. Das geschieht zunächst dadurch, daß der Störer elektrisch-symmetrisch aufgebaut wird. Beim Hauptstrommotor z. B. erfolgt die Symmetrierung durch Aufteilung der Feldwicklung in zwei Hälften und Zwischenschaltung des Ankers zwischen diese. So wirken die Feldwicklungshälften als Hochfrequenzdrosseln, wenn die Kapazität der Wicklungen nicht zu groß ist. Nach Durchführung dieser Maßnahmen schaltet man parallel zum Anker zwei in Reihe geschaltete Kondensatoren und legt die Mitte an das Gehäuse unter evtl. Erdung desselben. Ist die Störung noch zu groß, so schaltet man zwei gleiche in Reihe geschaltete Kondensatoren parallel zum Netz und verbindet ihre Mitte gleichfalls mit dem Gehäuse.



Liegt der Motor weit von einer guten Erdung (Grundwasserspiegel) entfernt, so muß die Erdleitung noch durch Einschalten einer Hochfrequenzdrossel gegen das Eindringen von Hochfrequenzstörungen geschützt werden. Ist auch dann noch der Störungsanteil zu groß, so schaltet man in die Verbindungsleitung zwischen Netz und Motor eine Hochfrequenzdoppeldrossel, durch die die restlichen Hochfrequenzstörungen unterdrückt werden. Bei anderen Störern sind diese Mittel sinngemäß anzuwenden.

Bei Hochfrequenzheilgeräten ist die direkte, vom Patienten ausgehende Strahlung dadurch zu unterbinden, daß der zunächst offene Patientenkreis beispielsweise durch Verwendung einer zweiten Elektrode elektrisch geschlossen wird.

In allen jenen Fällen, in denen man an den funkenden Kontakt schaltungsmäßig herankommt, z. B. bei Birka-Reglern, Klingeln usw. kann eine Funkenlöschung in bekannter Weise durch Einschalten eines Widerstandes und Kondensators oder *nur* eines Kondensators parallel zur Funkenstrecke erfolgen.

Nachstehend sind nochmals die Mittel zur Beseitigung hochfrequenter Störungen zusammengefaßt:

*A. Betr. Funkenbildung:*

1. Bau von Maschinen und Geräten, welche frei von Funkenbildung sind,
2. Funkenlöschmittel an Maschinen und Geräten.

*B. Betr. Abstrahlung hochfrequenter Störungen:*

1. Herstellung von Symmetrie der Störer,
2. Hochfrequenzdrossel im Zug der Leitung,
3. Metallumhüllung der Leitung.

Für die Zukunft werden also neben der eingangs erwähnten Weiterentwicklung der Rundfunkanlagen, die in diesem Bericht nicht behandelt ist, zur Förderung der vorstehend gekennzeichneten Ziele die fabrizierende elektrotechnische Industrie (Starkstrom-, Schwachstrom- und Rundfunkindustrie) und die Elektrizitätsunternehmen in gemeinsamer Arbeit klären müssen, welche technisch und wirtschaftlich tragbaren Mittel in jedem einzelnen Regelfall bei Herstellung und Bau von Starkstromanlagen angewendet werden können, damit z. B. für Deutschland der Verband Deutscher Elektrotechniker die auf diesen Grundlagen geschaffenen veränderten Konstruktionsvorschriften in Gültigkeit setzen kann.

## Résumé

Les relations générales entre les lignes à courant fort et les lignes à courant faible sont résumées dans un travail présenté à la Conférence partielle de Tokio. Pour le rapport présent, nous avons choisi quelques problèmes très actuels. En ce qui concerne les perturbations d'une communication téléphonique par une ligne d'énergie voisine ou un chemin de fer électrifié, la valeur réelle du courant induit ou de la tension induite n'est point déterminante parce

que la sensibilité de l'oreille munie d'un récepteur téléphonique dépend, à un haut degré, de la fréquence du courant. Pour mesurer les perturbations, il faut donc introduire une grandeur fictive dans laquelle les tensions des diverses fréquences se combinent selon leur puissance de production de perturbations. On peut employer une grandeur fictive analogue pour juger les génératrices ou les lignes d'énergie au point de vue des perturbations téléphoniques dues aux harmoniques supérieures. Cette grandeur fictive est la *tension perturbatrice équivalente*, c'est à dire la tension, à la fréquence 800, qui, appliquée à la ligne d'énergie, engendrerait dans une ligne téléphonique voisine, la même perturbation que la tension de service de la ligne d'énergie, avec tous ces harmoniques.

On connaît des méthodes objectives pour mesurer cette tension perturbatrice. A présent, nous avons donné un grand nombre de résultats de mesures de ce genre, effectuées sur des grandes génératrices de courant monophasé ou triphasé des lignes d'énergie et sur des sources d'énergie des tramways, savoir génératrices, commutatrices et redresseurs. La tension perturbatrice des génératrices de courant alternatif n'est pas, en général, très élevée; quelquefois, elle est produite seulement par la fréquence fondamentale. La tension perturbatrice des sources d'énergie pour les tramways peut varier dans le rapport de 1:100. En général, les génératrices ont les valeurs minimum, les redresseurs à vapeur de mercure ont les valeurs maximum. C'est pourquoi il y a beaucoup de perturbations sur les circuits téléphoniques depuis que l'on fait un usage fréquent des redresseurs. En combinaison avec ces mesures, quelques problèmes sont traités qui concernent les possibilités d'éviter ces perturbations sur des réseaux alimentés par plusieurs redresseurs.

La tension de service des lignes d'énergie augmente toujours; on a atteint déjà, en Allemagne, une tension de 220 000 V. Ceci posé, on a besoin d'agrandir les écartements entre les lignes d'énergie et les lignes de télécommunication pour éviter les influences trop fortes. Quant aux points de croisement, il est évidemment impossible d'augmenter l'écartement entre les deux lignes. Jusqu'à présent, on a négligé ces points en calculant l'intensité de l'influence. Mais en ce qui concerne les lignes à très haute tension, cette négligence n'est plus justifiée. Nous avons donc donné des formules et des courbes qui permettent de se rendre compte des perturbations et des tensions induites dues aux croisements. Pour vérifier ces formules théoriques et simplifiées, on est en train de faire des mesures spéciales.

Les effets de l'induction du courant de traction monophasé d'un chemin de fer électrifié sur les lignes de télécommunication voisines sont diminués considérablement par le courant de rails. L'intensité de ce courant dépend essentiellement de la conductibilité des rails et des éclisses. On peut calculer ce courant; des formules relatives à ce problème sont données dans le rapport. En outre, nous avons communiqué et discuté les résultats de quelques mesures nouvelles de ce courant de rails effectuées en employant les fréquences de  $16\frac{2}{3}$  jusqu'à 2000 p.s. L'effet compensateur du courant de rails est presque le même en ce qui concerne la fréquence de service et les harmoniques supérieurs.

Les troubles de l'émission radiotéléphonique sont d'un intérêt particulier pour tout le monde. Une grande partie de ces troubles est due aux oscillations — généralement d'une fréquence très élevée — qui se produisent dans les installations de courant fort et qui sont portées sur les réseaux électriques. Les diverses sources de ces oscillations sont énumérées et quelques méthodes sont discutées qui, dans les installations de courant fort, peuvent être employées contre les perturbations. Au futur, il faudrait étudier les possibilités d'éviter la production ou, au moins, l'émission de ces oscillations.

# Maßnahmen an den Schwachstromeinrichtungen gegen störende Beeinflussungen durch Starkstrom

Prof. A. Rachel

## Einleitung

Die zunehmende Ausdehnung und Verdichtung der Hochspannungsfreileitungsnetze, ferner die Steigerung der Betriebsspannung der Hochspannungsleitungen sowie der Ausbau von Gleichstrombahnen und die zunehmende Verwendung von Gleichrichtern vermehren stetig die Fälle, in denen es entweder technisch oder wirtschaftlich unzweckmäßig ist, die zur Herabsetzung oder Vermeidung von störender Beeinflussung der Fernmeldeleitungen und -einrichtungen notwendigen Maßnahmen an den Starkstromanlagen selbst vorzunehmen.

Unter diesen Umständen tritt die Frage mehr und mehr in den Vordergrund, ob und welche Maßnahmen technisch und wirtschaftlich zweckmäßig in solchen Fällen nicht an den Starkstromanlagen, sondern an den Schwachstromanlagen zur Vermeidung der störenden Beeinflussung getroffen werden könnten. Der zweite Teil des Berichtes befaßt sich deshalb mit der Behandlung einiger Maßnahmen an den Schwachstromeinrichtungen gegen störende Beeinflussung durch Starkstrom.

## Untersuchung einer Schutzeinrichtung gegen Knallgeräusche

Dipl.-Ing. H. Geise

Die beim einfachen Erdschluß einer Drehstromleitung ohne Nullpunktserdung auftretende Influenzierung durch die beiden nicht geerdeten Phasen läßt sich bei Parallelführungen durch Innehalten eines Abstandes von einigen hundert Metern vermeiden oder bei Kreuzungen durch Verkabelung der Fernmeldeleitungen unwirksam machen. Schwieriger liegen dagegen die Verhältnisse beim Doppelerdschluß auf der Drehstromleitung. Hierbei ist der vom Kurzschlußstrom durchflossene Leiter durch ein kräftiges Magnetfeld mit den benachbarten Leitungen gekoppelt und erzeugt in diesen unter Umständen erhebliche Längsspannungen, die für Personal und Apparate gefährlich werden können.

Die Größe der induzierten Spannung läßt sich in einfacher Weise berechnen nach der Formel  $E = J \cdot \omega \cdot l \cdot M$ , wobei  $J$  der Doppelerdschlußstrom,  $\omega$  die Kreisfrequenz (bei 50 Hz = 314),  $M$  die Gegeninduktivität je km zwischen beiden Leitungen und  $l$  die Länge der Parallelführung ist.

Der Doppelerdschlußstrom  $J$  ist gegeben durch die verkettete Spannung, die Reaktanz der Maschinen und Transformatoren sowie der Leitungen. Bei einem Hochvoltnetz mit 100 kV Spannung und einer Kraftwerksleistung von 100 000 kVA hat man z. B. mit einem Doppelerdschlußstrom von etwa 1000 A zu rechnen.

Die Größe der Gegeninduktivität ist je nach den vorliegenden Bodenverhältnissen verschieden. Die in Abb. 4 aufgezeichnete Kurve der Gegeninduktivität je km in Abhängigkeit vom Abstand ist berechnet

nach *Pollaczek* für eine mittlere Bodenleitfähigkeit von  $\sigma = \frac{1,5 \cdot 10^{-12}}{\sqrt{f}}$ ,

wobei  $f$  die Periodenzahl je Sekunde in Hz ist. Der empirische Faktor  $\frac{1}{\sqrt{f}}$  berücksichtigt bei dieser Art der Berechnung die durch die Schichtung des Erdreichs bedingte Abhängigkeit der äquivalenten Bodenleitfähigkeit von der Frequenz. Die in Abb. 4 gezeichnete Kurve bezieht sich nur auf die Frequenz 50 Hz.

Läßt man je nach dem Isolationswiderstand und nach der Art der verwendeten Sicherungseinrichtungen 400 oder 1000 V induzierte Längsspannung den VDE-Leitsätzen entsprechend in den Fernmeldeleitungen zu, so ergeben sich die in den Kurven der Abb. 5 dargestellten Mindest-

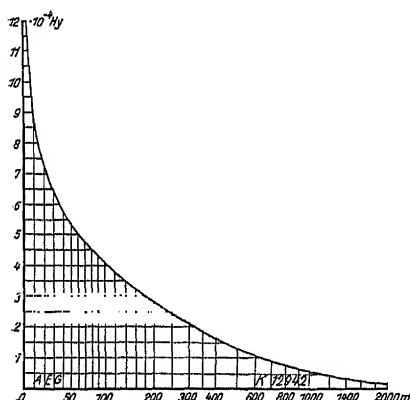


Abb. 4.

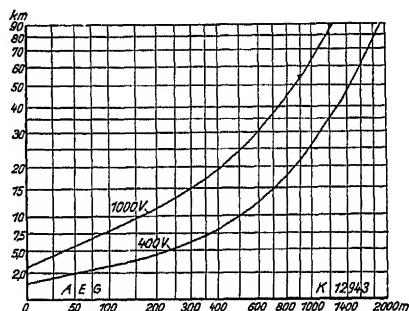


Abb. 5.

abstände zwischen Starkstrom- und Fernmeldeleitungen. Wesentlich mitbestimmend für die Größe der beim Doppelerdschluß in den Fernmeldeleitungen kurzzeitig zulässigen Spannung ist es, ob die Doppelerdschlüsse als Ausnahmeerscheinungen nur in ganz seltenen Fällen auftreten, oder ob sie etwa wie bei starrer Nullpunktserdung häufig vorkommen und so eine ständige Bedrohung des Fernmeldebetriebes bedeuten können. Bei nichtgeerdetem Nullpunkt läßt sich die Gefahr des Doppelerdschlusses noch weiter verringern durch Einbau von Löschspulen oder -transformatoren. Beim einfachen Erdschluß hat das Löschen und Wiederzünden des Erdschlußlichtbogens bekanntlich Überspannungserscheinungen zur Folge, die häufig die Ursache zu einem zweiten Erdschluß auf einer der noch gesunden Phasen sind und somit zum Doppelerdschluß führen. Die im Nullpunkt angeschlossene Löschspule saugt dagegen den Erdschlußstrom von der Erdschlußstelle fort, unterbindet so die Lichtbogenbildung und beseitigt gleichzeitig die Gefahr eines Doppelerdschlusses. Bei Netzen mit Erdschlußlöschung sind daher heute Doppelerdschlüsse außerordentlich selten geworden.

Mit Rücksicht auf atmosphärische Entladungen kann man bei Freileitungen auf Spannungsableiter als Überspannungsschutz nicht verzichten. Die zu diesem Zweck eingebauten Ableiter erfüllen meistens zwar ihren Zweck auch bei Doppelerdschlüssen, indem sie die Leitungen beiderseits an Erde legen; jedoch ergibt sich hierdurch für den Fernsprechbetrieb eine andere sehr unangenehme Wirkung. Die Ableiter, die meistens aus sog. Luftleerblitzableiterpatronen bestehen, sprechen nicht genau bei der gleichen Spannung an und führen auch nicht den gleichen Strom, so daß ein Ausgleich über den Fernsprechapparat erfolgt und im Hörer das gefürchtete Knallgeräusch entsteht. Abb. 6 zeigt den Stromlauf bei Ansprechen nur eines Ableiters.

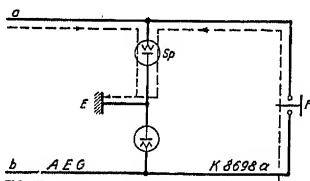


Abb. 6.

Bei einer Anordnung nach Abb. 7 wird durch eine magnetische Koppelung beider Luftleerblitzableiter ein vollkommen gleichmäßiges und gleichzeitiges Arbeiten beider Ableiter erreicht.

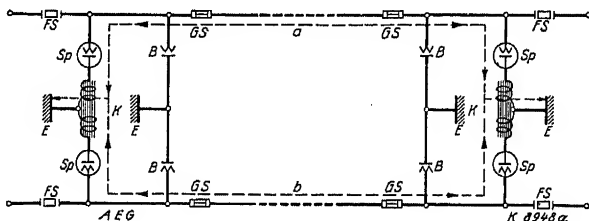


Abb. 7.

Beginnt über einen Ableiter ein Strom zu fließen, so wird zwangsläufig die zweite Patrone mitgezündet. Dieser Vorgang spielt sich so schnell ab, daß im Hörer nur ein leises Knattern entsteht, das die Fernsprechverständigung kaum erschwert, geschweige denn ein Knallgeräusch hervorbringt. Sofort nach Auslösen des Schalters auf der Hochspannungsleitung unterbrechen mit dem Verschwinden der Überspannung die Ableiterpatronen auch die Erdverbindung wieder. Dadurch, daß die Ableiter zwischen Kopplungsspule und Fernsprechadern eingebaut sind, ist das ganze Sicherungssystem im normalen Zustande von der Leitung abgetrennt. Es entsteht daher durch die Spule weder eine Dämpfung, noch wird die Messung des Isolationswiderstandes der Leitungen beeinträchtigt. Ein weiterer Vorteil gegenüber anderen Einrichtungen zur Unterdrückung der Knallgeräusche ist der, daß die Sicherung keiner besonderen Wartung bedarf, und daß sie nicht nur das Personal der

Fernsprechämter, sondern auch den Teilnehmer schützt. Zur Erprobung dieser Sicherungen wurden die folgenden umfangreichen Versuche durchgeführt.

1. Auf der 30-kV-Leitung der Thüringer ELG. wurden 5 Doppelerdschlüsse bei voller Betriebsspannung geschaltet. Die Erdschlußpunkte lagen hierbei für die eine Phase im Kraftwerk Breitungen und für die andere Phase etwa 30 km von Breitungen entfernt im Umspannwerk Defertshausen bei Meiningen. Die Fernsprechleitungen laufen im Werratal auf der ganzen Strecke in Abständen von 100–200 m parallel, so daß bei Doppelerdschluß mit den Starkstromleitungen eine ziemlich feste Kopplung vorhanden ist. Bei vorhergegangenen Versuchen war auf dieser Strecke bei 100 A Doppelerdschlußstrom in den Fernsprechleitungen eine induzierte Längsspannung von 173 V festgestellt worden. Der Doppelerdschlußstrom erreichte bei den Versuchen mit den Fernmeldesicherungen etwa 700 A. Demnach muß die induzierte Spannung 1200 V betragen haben. Mit der oben erwähnten Schaltung konnten vier Doppelleitungen in Meiningen und Eisenach ausgerüstet werden. In der betriebsmäßigen Schaltung arbeiteten alle Sicherungen einwandfrei. Beide Luftleerblitzableiter leuchteten gleichmäßig auf, während im Fernhörer nur ein schwaches Rauschen vernehmbar war. Dagegen wurde in den an einer nicht geschützten Leitung angeschlossenen Fernhörern ein so starkes Knallgeräusch erzeugt, daß im normalen Fernsprechbetriebe den nicht darauf vorbereiteten Fernsprechteilnehmern und vor allem den Beamtinnen der Vermittlungsämter schwere Schäden für die Gesundheit hätten entstehen können. Nur dann, wenn die eine Ader einer Fernsprechdoppelleitung an Erde gelegt wurde, entstand in dieser Leitung auch beim Vorhandensein der Kopplungsspule ein Knallgeräusch. In einem solchen Falle fehlt die Voraussetzung für ein ordnungsmäßiges Arbeiten, da die Spannung der nicht an Erde liegenden Ader statt über den Luftleerblitzableiter sich direkt über den Hörer nach der Erdschlußstelle auf der anderen Ader zu ausgleicht.

2. Bei einer 40-kV-Leitung des Pommernwerkes, die auf der Strecke zwischen Greifswald und Jarmen mit Fernsprechleitungen auf Straßenbreite 8 km parallel verlief, wurden 133 einfache und 14 Doppelerdschlüsse geschaltet. Während ohne Kopplungsspulen in den Fernsprechapparaten heftige Knallgeräusche auftraten, wurden diese bei Einschaltung der Kopplungsspulen mit Sicherheit vermieden. Die nachfolgenden Oszillogramme zeigen die Verhältnisse beim einfachen Erdschluß in der Drehstromleitung. Es bedeuten hierbei

- die obere Linie den Strom in der Ader a,
- die mittlere Linie den Strom in der Ader b,
- die untere Linie den Strom im Fernhörer.

Beim 1. Oszillogramm (Abb. 8) sind die Kopplungsspulen *nicht* eingeschaltet.

Die Luftleerblitzableiter sprechen nur beim Ein- und Abschalten des Erdschlusses an. Im Hörerstromkreis sind deutlich die das Knallgeräusch hervorrufenden Stromspitzen zu erkennen.

Das 2. Oszillogramm (Abb. 9) wurde bei eingeschalteter Kopplungsspule aufgenommen.

Jetzt hat die im Hörerstromkreis liegende Oszillographenschleife nur eine gerade Linie aufgezeichnet. Die Fernmeldesicherung hat also das Auftreten eines Hörerstromes unterbunden.

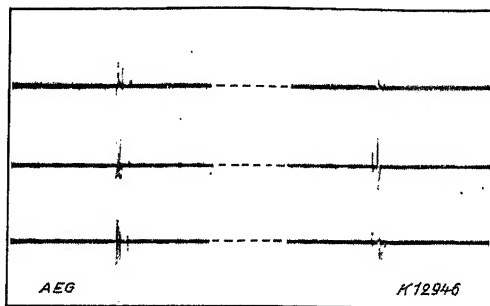


Abb. 8.

Bei den Doppelerdschlüssen zeigten sich ähnliche Wirkungen. Weiter wurde untersucht, wie weit der Isolationswiderstand einer Ader bei gut isolierter zweiter Ader sinken darf, ohne daß dadurch die Wirksamkeit der Kopplungsspule beeinträchtigt wird. Ein Nachlassen der Schutzwirkung machte sich bei etwa 5000 Ohm bemerkbar. Bei 100 Ohm Ableitung trat schon ein knallgeräuschartiges Rasseln im Fernhörer auf.

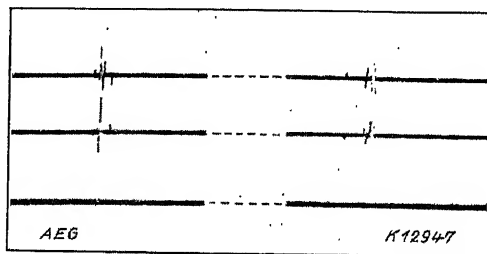


Abb. 9.

3. Daß sich die Anordnung nach Abb. 7 auch bei Kabeln bewährt, wurde durch einen weiteren Versuch an dem Bahnfernsprechkabel der mit Einphasenwechselstrom von  $16\frac{2}{3}$  Hz und 15000 V betriebenen Bahnstrecke Breslau—Königszelt—Hirschberg nachgewiesen. Zwar betragen die in einem normalen eisenbandbewehrten Kabel auftretenden Spannungen infolge der kompensierenden Wirkung des Kabelmantelstromes nur etwa die Hälfte der in Freileitungen unter den gleichen Verhältnissen gemessenen. Jedoch ist bei Bahnkabeln der Abstand vom Fahrdrabt nur gering und die Länge des Parallellaufes sehr groß, so daß gerade hier bei Kurzschlüssen außerordentlich hohe Spannungen indu-

ziert werden. Seitens der Reichsbahn wurden 2 Doppeladern von 1,5 mm des Kabels Breslau—Königszell zur Verfügung gestellt. Die Kurzschlüsse wurden in der Weise vorgenommen, daß im Freiburger Bahnhof in Breslau auf einem Nebengleise der Fahrdrabt durch den dort für derartige Versuche vorhandenen Kurzschlußbock mit den Fahrschienen verbunden wurde. In dem Unterwerk Niedersalzbrunn waren alle Transformatoren mit einer Gesamtleistung von 10000 kVA bei den Versuchen parallel geschaltet. Die Kurzschlußspannung der Transformatoren beträgt etwa 7%.

Insgesamt wurden 9 Kurzschlüsse geschaltet. Bei den Kurzschlüssen 1—5 war der normale Zustand vorhanden, d. h. der Fahrdrabt war in Mettkau getrennt, so daß der Kurzschlußstrom vom Unterwerk Niedersalzbrunn über die Speiseleitung nach Mettkau und von hier über den

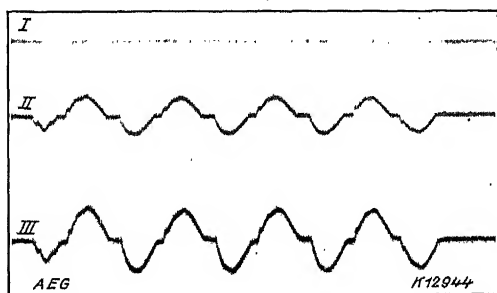


Abb. 10.

Fahrdrabt bis Breslau fließen mußte. Die Induzierung des Kabels Königszell—Breslau fand also hierbei hauptsächlich auf der 30 km langen Strecke Mettkau—Breslau statt, weil die Speiseleitung Niedersalzbrunn—Mettkau, die später mit 80 kV betrieben werden soll, im Abstände von einigen 100 m vom Bahnkörper verläuft. Der Kurzschlußstrom erreichte unter diesen Verhältnissen gegen 1000 A.

Da die Fernmeldesicherungen bei der Induzierung über den normalen Streckenabschnitt von 30 km einwandfrei arbeiteten, sollten zum Schlusse noch Versuche mit einer besonders starken Induzierung ausgeführt werden. Bei den folgenden 4 Kurzschlüssen war daher die Fahrleitung in Mettkau durchverbunden und die Speiseleitung von Niedersalzbrunn nach Mettkau abgetrennt, so daß der Kurzschlußstrom vom Unterwerk Niedersalzbrunn direkt über die gesamte Fahrdrabtlänge bis Breslau—Freiburger Bahnhof fließen und jetzt das ganze 50 km lange Kabel Königszell—Breslau induzieren mußte.

Abb. 10 zeigt ein Oszillogramm, wobei die Schleife I den Strom im Fernhörer und die Schleife II und III die Ströme in den Ableitern aufgezeichnet haben. Der Strom im Hörer ist Null, während die Ableiter ansprechen. Die verschieden großen Ausschläge von II und III erklären sich durch die nicht genau abgeglichenen zu den Schleifen parallel liegenden Widerstände. In den Fernhörern wurden in beiden



Leitungen sowohl in Breslau wie auch in Königszell nur sehr leise Geräusche festgestellt, wie wenn aus einer großen Entfernung ein Ruf ankommt. Der Scheitelwert der in jeder Ader induzierten Stromstärke war etwa 1,5 A und der daraus errechnete Scheitelwert der Spannung etwa 1500 V. Um nun den Gegensatz zwischen gekoppelten Ableitern und den nicht gekoppelten zu zeigen, wurden die Kopplungsspulen der Fernmeldesicherungen der einen Doppelleitung kurzgeschlossen. Das Oszillogramm der Abb. 11 zeigt im Fernhörerkreis einen zackigen Strom. Die Empfindlichkeit der Schleife I wurde hierbei auf das Doppelte erhöht. Die im Hörer der mit ungekoppelten Ableitern ausgerüsteten Doppelleitung entstehenden Knallgeräusche waren von jeder Stelle des Beobachtungsraumes laut vernehmbar. Es sprachen hierbei ebenfalls beide Ableiter an, jedoch flackerten sie stark.

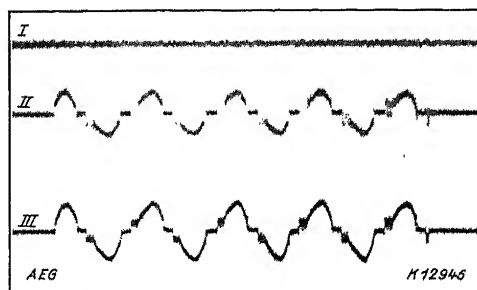


Abb. 11.

Verwendet wurden bei den Kurzschlußversuchen verschiedene Hochleistungsableiter für 150 V und 350 V Gleichspannung. Alle untersuchten Typen waren gleich gut brauchbar.

Die Sicherungen für 150 V sprechen schon während des Normalbetriebes zu Zeiten starker Belastung des Fahrdrahtes für die Dauer von Minuten an. Die dabei im Fernhörer entstehenden schwachen Geräusche waren derartig gering, daß man sich von Breslau mit Königszell und auch mit Hirschberg (etwa 130 km) noch gut verständigen konnte.

Bei allen Versuchen sowohl in Freileitungen wie in Kabeln hat also das erläuterte Kopplungssystem selbst unter den schwierigsten Verhältnissen seinen Zweck erfüllt. Voraussetzung für das ordnungsmäßige Arbeiten der Sicherungen ist nur, daß die Fernsprechleitung selbst keinen Erdfehler hat. Die Möglichkeit für das Auftreten eines Doppel-erdschlusses auf der Starkstromleitung und für das gleichzeitige Vorhandensein eines Isolationsfehlers auf der induzierten Fernsprechleitung ist bei sorgfältiger Überwachung der letzteren gering. Da ferner die Abfrageplätze der Fernsprechämter noch durch parallel zum Hörer liegende Fritter gesichert sind, so wird bei Anwendung der Kopplungsspule das Auftreten von Knallgeräuschen nur noch in Ausnahmefällen zu befürchten sein.

## Maßnahmen an Fernmeldekabeln gegen Starkstrombeeinflussung

*A. Zastrow*

Das wichtigste Mittel, Fernmeldeanlagen von Störungen durch Starkstromanlagen freizuhalten, besteht in der Verkabelung der Fernmeldeleitungen. Eine Energieeinstrahlung in die Kabeladern kann nur noch durch die magnetischen Felder der Starkstromanlage erfolgen; diese kann aber durch Kompensationswirkungen des Mantels erheblich gesenkt werden und ferner durch Symmetrierung der Adern eines Fernmeldekreises für die Betriebsapparate wirkungslos gemacht werden. Die notwendige Symmetrierung eines Fernmeldekreises läßt sich natürlich nur unter Verwendung metallischer Hin- und Rückleitung erreichen; ein Einzeleitungsbetrieb mit Erdrückleitung ist auch in Kabeln nicht möglich. Während man früher den Telegraphenbetrieb auch bei Kabelanlagen in Einzeleleitungen abwickelte, um den Betrieb wirtschaftlich zu gestalten, ist dies heute bei dem ausgebildeten System der Mehrfachausnutzung der Kabeladern nicht mehr notwendig. Man kann heute über eine Kabeldoppelleitung gleichzeitig mehrere Telegramme oder mehrere Gespräche senden oder man kann gleichzeitig über dieselbe Leitung telegraphieren und telefonieren.

Verlaufen Kabel im Einflußbereich von Starkstromanlagen, so werden durch das unkompensierte Feld der Starkstromanlage in beiden Zweigen einer Kabeldoppelleitung gleich große elektromotorische Kräfte induziert. Die Spannungsabfälle auf den Leitungszweigen, die der durch die EMK erzeugte Strom hervorruft, können jedoch infolge ungleicher elektrischer Konstanten der Adern ungleich sein, so daß am Ende der Leitung die beiden Leitungszweige verschiedene große Spannungen gegen Erde haben. Durch einen an dieser Stelle angeschalteten Betriebsapparat fließt daher ein der Spannungsdifferenz entsprechender Ausgleichsstrom. Besonders störend machen sich hierbei die von den oberen Harmonischen der Starkstromkurve induzierten Spannungen bemerkbar, die in den Hörern der Fernsprechanlagen heftige Geräusche hervorrufen. Man kennzeichnet die Stöempfindlichkeit von Fernsprecheleitungen durch die Geräuschunsymmetrie, die bei Kabelleitungen durch die relative Scheinwiderstandsdifferenz der Doppeladern gegen Erde, bzw. gegen die metallische Umgebung (d. h. die übrigen Kabelleiter) dargestellt wird. Die Geräuschunsymmetrie ist abhängig von den Unsymmetriefaktoren der Kabeladern und bei Pupinisierung der Kabel von den Belastungsspulen. Man unterscheidet hierbei zwischen ohmschen, induktiven und kapazitiven Unsymmetrien. Durch Versuche hat man gefunden, daß Geräuschunsymmetrien von etwa 0,25% auch bei stärkster Störbeeinflussung eine ausreichende Betriebssicherheit der Fernsprecheleitungen gewährleisten. Entsprechend werden die induktiven und ohmschen Unsymmetrien von Kabeln und Pupinspulen bereits fabrikationsmäßig so begrenzt, daß an der verlegten Anlage besondere Maßnahmen zur Verminderung der Erdunsymmetrie nicht erforderlich sind. Die kapazitiven Unsymmetrien verlangen dagegen meist einen besonderen Erdausgleich, der in der Regel bei der Kabelmontage vor-

genommen wird. Es stehen dafür 2 Methoden zur Verfügung. Die eine besteht darin, daß jeweils in der Mitte der Spulenabschnitte eine Verminderung der Erdkapazitätsdifferenzen durch Kreuzungen der Kabeladern innerhalb der Verseilelemente erfolgt. Soweit diese Kreuzungen noch nicht ausreichen, erzielt man den Ausgleich der Erdkapazitätsdifferenzen durch Einfügen von Zusatzkondensatoren mit jeder erforderlichen Genauigkeit. Eine Beschränkung der Ausgleichsgenauigkeit ist hierbei zulässig, da es zwecklos ist, die kapazitiven Unsymmetrien gegenüber den anderen Unsymmetrien bevorzugt auszugleichen. Dies führte zur Festlegung von Toleranzen für den Erdkapazitätsausgleich, die z. B. bei Fernsprechkabeln in Dieselhorst-Martin-Verseilung je Spulenfeld 350  $\mu\mu\text{F}$  für die Stammkreise und 500  $\mu\mu\text{F}$  für die Phantomkreise betragen.

Die Fernmeldeleitungen, die besonderen Zwecken dienen, z. B. der Übertragung von Rundfunkdarbietungen, werden mit einem metallischen Schirm umgeben, entweder in Form eines besonderen Bleimantels oder einer geschlossenen Umspinnung mit Stanniolband. Dies hat den Vorteil, daß wegen Fehlens weiterer Teilkapazitäten die wirk-samen kapazitiven Erdunsymmetrien nur noch durch Kapazitätsdifferenzen der Doppeladern gegen den Schirm bedingt sind, die durch Zusatzkondensatoren sehr genau ausgeglichen werden können. Die Isolierung des Schirmes gegen den äußeren Kabelmantel bzw. Erde wirkt gleichfalls im Sinne einer Verminderung der Starkstromstörungen, denn die in den Adern und im Schirm gegen Erde induzierten Spannungen sind dann annähernd gleich, was gegenüber dem Fall der Schirm-erdung einer Herabsetzung der wirksamen Stör-EMK gleichkommt.

Wie in den Adern des Kabels wird nun auch in dem Mantel eine EMK induziert, die ebenso groß ist wie die in der Kabelader, da der Kopplungskoeffizient  $M_0$  zwischen Starkstromleiter und Kabelmantel infolge der praktisch gleichen Abstände gleich dem zwischen Starkstromleiter und Kabelader ist. Die im Mantel induzierte EMK ruft in ihm einen Strom  $J_m$  hervor, der sich über die Erde schließt. und zwar ist bei einem Widerstand des Mantels  $R + j\omega L$

$$J_m = \frac{-j\omega \cdot M_0 \cdot J_0}{R + j\omega L}.$$

Dieser Strom induziert nun in der Kabelader ebenfalls eine EMK, die die vom Starkstrom  $J_0$  induzierte teilweise kompensiert. Die in der Kabelader induzierte EMK setzt sich demnach aus 2 Teilspannungen zusammen, aus der vom Starkstrom  $J_0$  und der vom Mantelstrom  $J_m$  induzierten EMK

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_0 + \mathcal{E}_m = -j\omega M_0 \cdot J_0 + \left[ -j\omega M_m \cdot \frac{-j\omega M_0 \cdot J_0}{R + j\omega L} \right],$$

wobei  $M_0$  die Gegeninduktivität zwischen Starkstromleiter und Kabelader und

$M_m$  die Gegeninduktivität zwischen Kabelmantel und Kabelader ist.

Setzt man  $M_m = L$ , da die Gegeninduktivität Mantel-Ader annähernd gleich der Selbstinduktivität des Mantels ist, so wird der absolute Betrag von  $\mathcal{E}$

$$E = J_0 \cdot \omega \cdot M_0 \cdot \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{\omega \cdot L}{R}\right)^2}}.$$

In der Formel für  $E$  ist der Verlustwiderstand durch Wirbelstrom und Hysterese nicht enthalten.  $R$  ist nur der Gleichstromwiderstand des Mantels. Will man die Verlustwiderstände berücksichtigen, so muß man die Formel für  $E$  erweitern. Bekanntlich kann man die Verlustwiderstände dadurch berücksichtigen, daß man die Induktivitäten komplex ansetzt, daß man also für  $L$  und  $M$  setzt

$$L[1 - j(\alpha + \omega\beta)] \quad \text{und} \quad M_0 \cdot [1 - j(\delta + \omega\vartheta)].$$

Man erhält dann für den absoluten Betrag folgenden Wert:

$$E = J_0 \cdot \omega \cdot M_0 \cdot \sqrt{1 + (\delta + \omega\vartheta)^2} \cdot \frac{1}{\sqrt{1 + \left[\frac{\omega L(\alpha + \omega\beta)}{R}\right]^2 + \left(\frac{\omega L}{R}\right)^2}} = J_m \cdot R.$$

Aus der Formel geht hervor, daß die in der Ader induzierte EMK um so kleiner ist, je kleiner der Gleichstromwiderstand und je höher der gesamte Scheinwiderstand des Mantels sind. Um den Gleichstromwiderstand klein zu machen, muß vor allem der Mantel an allen Spleiß- und Verbindungsstellen gut leitend durchverbunden werden und der Übergangswiderstand nach Erde möglichst klein sein. Letzteres erreicht man in der Praxis dadurch, daß man den Mantel möglichst an alle vorhandenen guten Erden anschließt; bei Parallelführung eines Kabels mit Wechselstrombahnen verbindet man den Mantel mit den Schienen, da letztere eine gute Erde darstellen.

Da der Widerstand umgekehrt proportional dem Querschnitt ist, wird bei starken Kabeln die Schutzwirkung des Kabelmantels größer sein als bei schwachen.

Man kann ferner den ohmschen Widerstand des Mantels dadurch verringern, daß man Kupferbänder oder Kupferdrähte zum Mantel parallel schaltet. Dieses Mittel ist wirksamer als die Wahl eines starken Bleimantels, da die Leitfähigkeit von Kupfer rund 11mal so hoch ist wie die von Blei. Die Kupferdrähte können entweder konzentrisch um die Seele des Kabels gelegt werden oder als Seil zentrisch im Innern des Kabels liegen. Während im ersten Falle die Drähte in stetiger Verbindung mit dem Bleimantel stehen, müssen sie im letzteren Falle an geeigneten Stellen mit dem Bleimantel verbunden werden. Die Wirkung ist in beiden Fällen die gleiche. Solche Kabel sind mehrfach verlegt worden. Bei einem längs einer Einphasenbahn verlegten Kabel mit 63 Kupferdrähten von insgesamt 50 mm<sup>2</sup> Querschnitt betrug die von dem Bahnstrom (16 $\frac{2}{3}$  Hz) in den Adern induzierte EMK rund 2 V für 100 Akm. Um die Einwirkungen des Bahnstromes allein ohne den

kompensierenden Mantelstrom kennenzulernen, wurde im gleichen Abstände vom Bahnkörper ein isolierter Draht verlegt. Die in diesem Draht induzierte EMK betrug 10 V für 100 Akm. Der Mantelstrom setzt also die induzierte EMK um 8 V für 100 Akm. herab. Der Schutzfaktor des Kabelmantels beträgt demnach  $10/8 = 1,25$ ; d. h. die induzierte Spannung in dem betreffenden Kabel beträgt nur  $1/5$  der Spannung, die unter sonst gleichen Verhältnissen in einem Leiter ohne Mantel induziert wird. Der Schutzfaktor des gleichen Kabels ohne Kupferschutz beträgt 1,5.

Eine Möglichkeit, den Scheinwiderstand des Mantels zu erhöhen, besteht in der Erhöhung der Selbstinduktivität des Mantels. So erhält man bei Kabeln mit Bandarmierung infolge der hohen Selbstinduktivität der bandarmierten Kabel eine wesentlich höhere Schutzwirkung, besonders bei höheren Feldstärken, als bei Kabeln mit der üblichen Flachdrahtarmierung. Man hat daher vorgeschlagen, für die Armierung des Kabels Eisen mit hoher Permeabilität und großen Verlustwiderständen zu verwenden. Am günstigsten zeigten sich hierbei Legierungen mit Silizium, die nach bestimmten Verfahren thermisch zu behandeln sind. Solche Kabel mit Spezialarmierung sind bereits mehrfach im Einflußbereich elektrisierter Bahnen verlegt worden. Nachstehende Tabelle zeigt die Schutzfaktoren verschiedener Kabel gleichen Querschnitts bei technischen Frequenzen.

Kabel	Schutzfaktor
Freileitung .....	1
Kabel ohne Eisenarmierung .....	1,1
Kabel mit Flachdrahtarmierung .....	1,2
Kabel mit Bandarmierung .....	1,5
Kabel mit Spezialbandarmierung .....	3,0
Kabel mit Bandarmierung und 50 mm <sup>2</sup> Kupferschutz .....	5,0
Kabel mit Spezialbandarmierung und 20 mm <sup>2</sup> Kupferschutz ..	5,0

Eine wesentlich größere Schutzwirkung übt der Kabelmantel für die oberen Harmonischen aus, insbesondere für die im Frequenzband der Sprache liegenden. Wie schon eingangs erwähnt, ist die Amplitude der in Kabeladern induzierten EMK

$$E = J_m \cdot R = \frac{E_0 \cdot R}{\sqrt{[R + \omega L(\alpha + \omega\beta)]^2 + \omega^2 L^2}}$$

Der Gleichstromwiderstand  $R$  ist konstant, während  $J_m$  mit wachsender Frequenz dadurch kleiner wird, daß  $E_0$  infolge der mit der Frequenz sinkenden Gegeninduktivität  $M_0$  langsamer als proportional  $\omega$  anwächst, dagegen der Scheinwiderstand infolge der mit der Frequenz wachsenden Stromverdrängung erheblich stärker als proportional mit  $\omega$  ansteigt. Die folgende Tabelle zeigt die Schutzfaktoren obiger Kabel bei Sprechfrequenzen. Sie sind durch Messungen ermittelt, derart, daß die induzierte EMK in den Adern des betreffenden Kabels gemessen wurde und die induzierte EMK in einem isolierten Draht, dessen Abstand

vom Starkstromleiter der gleiche war wie der des Kabels vom Starkstromleiter.

Schutzfaktoren

Hertz	Kabel ohne Armierung	Kabel mit Flachdraht-armierung	Kabel mit Band-armierung	Kabel mit Spezialband-armierung	Kabel mit Bandarmierung und 20 mm <sup>2</sup> Kupferschutz	Kabel mit Spezialband-armierung und 20 mm <sup>2</sup> Kupferschutz
150	—	1,7	—	—	11,6	—
200	1,43	2,0	—	—	11,9	27,0
300	2,00	2,6	5,6	11,8	14,7	45,5
400	2,0	3,1	6,3	12,5	17,5	50,0
600	2,5	4,0	7,7	13,3	24,0	77,0
800	2,5	5,0	8,3	14,3	32,2	77,0
1000	2,5	6,3	11,1	16,7	37,0	77,0
1200	2,5	7,7	12,5	20,0	45,5	83,5
1400	2,5	9,1	14,3	20,0	52,6	143,0
1600	2,5	11,1	16,7	25,0	66,5	125,0
1800	2,5	12,5	16,7	25,0	77,0	100,0
2000	2,86	12,5	20,0	33,4	83,5	100,0

Wie man erkennt, ist die Schutzwirkung des Mantels bei Strömen von Sprechfrequenzen erheblich größer als bei Strömen von technischen Frequenzen. Sind Geräusche in Fernsprechkabeln, die parallel zu Starkstromanlagen verlaufen, zu befürchten, so kann man, da die Geräuschspannung der Unsymmetrie und der induzierten EMK proportional ist, entweder die Symmetrie des Fernsprechkreises verbessern oder aber die induzierte EMK durch Verwendung von Mänteln mit großer Schutzwirkung verringern. So wird man z.B. die Geräuschspannung bis auf etwa den 4. Teil herabsetzen, wenn man anstatt eines unarmierten Kabels ein solches mit normaler Bandarmierung verwendet, und bis auf den 30. Teil, wenn man ein Kabel mit Spezialbandarmierung und 20 mm<sup>2</sup> Kupferschutz wählt. Die Symmetrie der Kabeladern kann bei neueren Kabeln, wie schon erwähnt, weitgehend durchgeführt werden, so daß selbst hohe Spannungen der Oberschwingungen zulässig sind. Schwieriger gestaltet sich jedoch die Symmetrierung der unmittelbar mit den Adern in Verbindung stehenden Amtseinrichtungen. Hierbei erfordert die Symmetrierung erheblichen Aufwand, so daß es u. U. wirtschaftlicher ist, zur Vermeidung von Geräuschspannungen Kabel mit Mänteln großer Schutzwirkung zu verwenden.

## Die Unsymmetrie von Fernsprechanlagen und ihre Verminderung

*Dr.-Ing. E. Schulze*

Fernsprechsaltungen sind stöempfindlich, wenn sie nicht ausreichend symmetrisch sind. Man unterscheidet zwischen der Unsymmetrie einer Schaltung gegen Erde („Erdunsymmetrie“) und der Unsymmetrie von Leitungen gegen die beeinflussende Starkstromanlage („Querunsymmetrie“). Beide Größen bilden die Geräuschunsymmetrie, welche die Beeinflußbarkeit der Fernsprechanlagen kennzeichnet.

. Bei Fernsprechfreileitungen läßt sich die Querunsymmetrie gegenüber Starkstromanlagen durch zweckmäßiges Verdrillen oder Kreuzen meist hinreichend verkleinern oder gegebenenfalls durch Verkabeln völlig beseitigen. Aber trotz weitgehender Verkabelung der Fernsprechleitungen werden zahlreiche Nebenstellenanlagen gestört, die zum Zwecke der Amtsspeisung geerdet und infolge dieser Erdung erdunsymmetrisch sind.

Die Starkstromtechnik hat bereits seit längerer Zeit Mittel für ihre eigenen Anlagen entwickelt und sogar normalisiert, wodurch sich die Fernsprechstörungen mildern lassen. Die Anwendung von starkstromseitigen Maßnahmen verbietet sich jedoch häufig aus technischen und wirtschaftlichen Gründen. Im folgenden werden Schutzmaßnahmen auf der Schwachstromseite beschrieben, die durchaus wirtschaftlich sein und die Stöempfindlichkeit der Fernsprechanlagen hinreichend herabsetzen können.

#### I. Beeinflussung von Fernsprech-Nebenstellenanlagen und ihre Beseitigung durch schwachstromseitige Maßnahmen

In einigen Ländern werden zahlreiche Nebenstellenanlagen mit wenigen Sprechstellen zur Vermeidung von Ortsbatterien aus der Zentralbatterie des Amtes gespeist (ZB-Speisung). Zwei diesem Zweck dienende, grundsätzlich gleiche Schaltungen sind im Prinzip in Abb. 12 dargestellt.

Die ZB-Speisung erfordert Speisebrücken im Amt und bei der Hauptstelle; die Speisebrücken sind geerdet. Die Mikrophonspeisung erfolgt bei der mit dem Amt verbundenen Sprechstelle (Haupt- oder Nebenstelle) über  $a$ -Draht und Erde, beim Nebenstellenverkehr über  $b$ -Draht und Erde.

In die  $a$ - und  $b$ -Leitungen sind Sperrkondensatoren verschiedener Größe eingeschaltet. Hierdurch haben die  $a$ - und  $b$ -Zweige bereits verschiedene Impedanzen gegen Erde, d. h. die Schaltungen sind erdunsymmetrisch, und zwar um so mehr, je geringer die Impedanzen der Speisebrückenspulen der  $a$ - und  $b$ -Leitungen gegen Erde sind.

Diese Erdunsymmetrie und damit die Stöempfindlichkeit der Nebenstellenanlagen kann durch die Eigenschaften der Speisebrücken und ihr Verhalten im Sprechbetrieb wesentlich vergrößert werden. Bei der zunächst angewandten Schaltung 1 haben die Eisenkerne der Speisebrückenspule  $D_1$  und der Speisebrücke  $D_2$  der Hauptstelle keinen ausgesprochenen Luftspalt, und die entsprechenden Wicklungen der Speisebrücken im Amt und der Hauptstelle ( $D_2$ ) sind je auf einem gemeinsamen Eisenkern angeordnet, d. h. magnetisch verkettet. Hierdurch erhalten die  $a$ - und  $b$ -Zweige nur eine geringe Impedanz gegen Erde, und die Unsymmetrie wird noch dadurch vergrößert, daß je nach der Gesprächsschaltung nur eine der beiden Hauptstellen-Brückenspulen  $D_1$  durch den Mikrophonspeisestrom und Schauzeichenstrom eine Gleichstrom-Vormagnetisierung erhält und somit ihre Induktivität stark abnimmt.

Die Unsymmetrie ist frequenzabhängig, und zwar steigt sie innerhalb des Tonfrequenzbandes mit abnehmender Frequenz an. Hierdurch sind

die erdunsymmetrischen Nebenstellen besonders stark störfar durch die modernen Sechssphasen-Quecksilberdampf-Gleichrichter mit der Oberwellen-Grundfrequenz 300 Hz.

Der relative Impedanzunterschied der  $a$ - und  $b$ -Zweige, d. h. die Erdunsymmetrie läßt sich wesentlich verkleinern, wenn man den  $a$ - und  $b$ -Leitungen durch zweckmäßig bemessene Speisebrücken eine hohe Impedanz gegen Erde gibt.

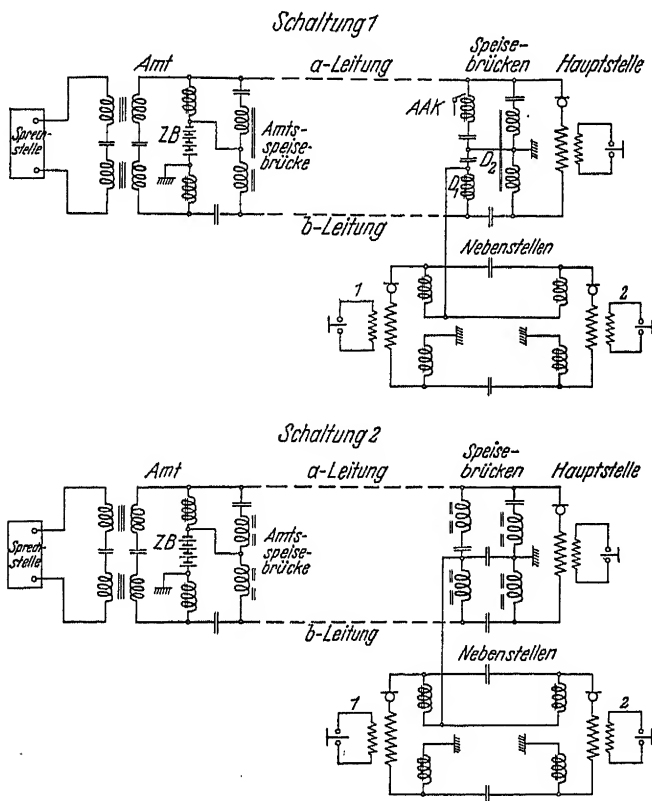


Abb. 12. Prinzipschaltbild von Nebenstellenanlagen.

Dieses Mittel ist später in der Schaltung 2 angewendet worden. Hier bestehen sämtliche Speisebrücken aus je zwei getrennten Drosselspulen mit Luftspalt, deren Induktivität nahezu unabhängig von einer Gleichstrom-Vormagnetisierung ist und die eine große Erdimpedanz haben. Die Störempfindlichkeit der Nebenstellen wird hierdurch ungefähr auf den 10. bis 15. Teil gesenkt, was bei den in der Praxis vorkommenden Kopplungsgraden zwischen Stark- und Schwachstromanlage i. a. völlig genügen dürfte.



Die Vergrößerung der Impedanz der Speisebrücken ist daher bei nicht ausreichend symmetrischen Nebenstellenanlagen das gegebene Mittel, wenn man die Störungen durch Maßnahmen an den Fernsprechanlagen vermindern will. Hierzu ist entweder die Impedanz jeder einzelnen Speisebrücke zu vergrößern oder einfacher die Impedanz aller Speisebrücken bei der Hauptstelle gemeinsam zu erhöhen, und zwar durch

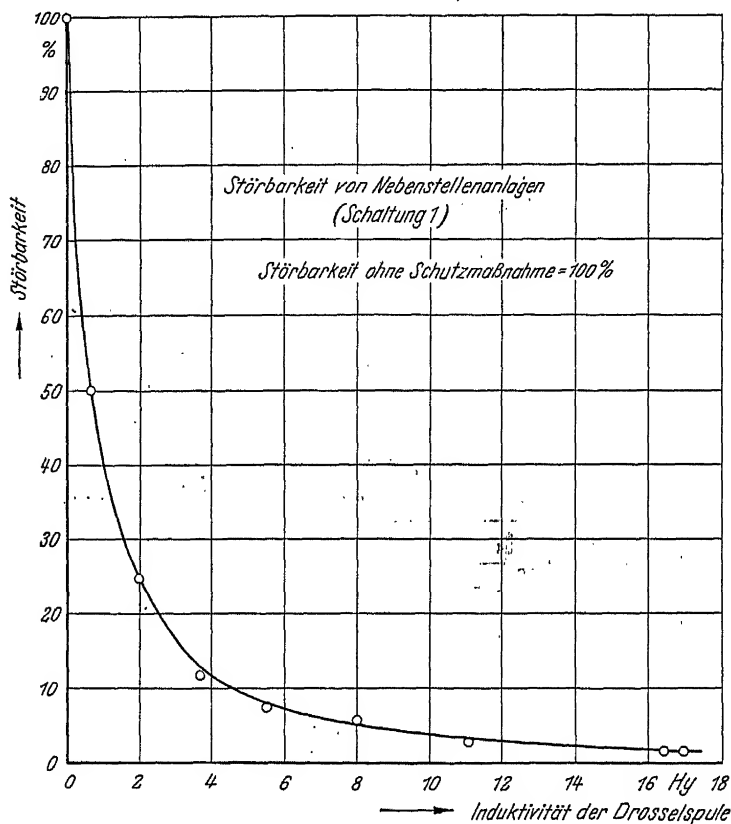


Abb. 13.

Einschalten von Drosselspulen mit Luftspalt in die gemeinsame Hauptstellenerde. Der Einfluß dieser Maßnahme ist aus Abb. 13 zu erkennen, wo die gemessene relative Störbarkeit einer Nebenstellenanlage, die durch einen Sechssphasen-Gleichrichter induktiv beeinflusst wird, in Abhängigkeit von der Schutzdrosselspulen-Induktivität dargestellt ist. Die erste Lösung ist die technisch bessere und entspricht in ihrer Wirkung der Schaltung 2; sie ist in allen Ämtern bei allen Nebenstellenarten verwendbar. Eine Schwächung der Mikrophonspeiseströme der Nebenstellen sowie der Ruf- und Signalströme tritt hierbei nicht ein. Die

zweite Lösung läßt sich in den meisten Fällen technisch und wirtschaftlich durchführen.

Schutzdrosselspulen beeinflussen die Wahlvorgänge in SA-Ämtern und können bei großen Induktivitäten unter Umständen Fehlwahl zur Folge haben. Dieser schädliche Einfluß auf die Impulsgabe läßt sich, wenn überhaupt nötig, auch bei Drosselspulen größter Induktivität vermeiden, indem man für die Dauer des Wahlvorganges beispielsweise die Drosselspule kurzschließt.

Die Abmessungen der Drosselspulen sind praktisch allein gegeben durch die zulässige Geräuschspannung. Für die in der Praxis auftretende stärkste Beeinflussung genügt voraussichtlich eine Herabsetzung der Störbarkeit auf  $\frac{1}{10}$  bis  $\frac{1}{20}$ . Dies geschieht nach der technisch besseren Lösung durch Ersetzen der Speisebrückenspule  $D_1$  ohne Luftspalt durch eine gleich große Drosselspule mit Luftspalt und Einschalten einer Drosselspule in die Erde der Speisebrücke  $D_2$ ; die Induktivität dieser Drosselspule beträgt etwa 8 bis 9 Hy, ihr Gleichstromwiderstand darf 300 bis 400 Ohm betragen. Diese Drosselspulen können in den meisten Fällen ohne Änderung der Schaltung in den Nebenstellen schränken selbst untergebracht werden; sie werden auch ohne besondere Maßnahmen keinen schädlichen Einfluß auf die Impulsgabe in SA-Ämtern haben.

Die vorgeschlagenen Maßnahmen dürften sich sinngemäß auch bei allen anderen Nebenstellenarten, insbesondere Reihenanlagen, anwenden lassen.

## II. Beeinflussung von Fernsprech-Freileitungen und ihre Beseitigung durch zweckmäßiges Kreuzen

Die Kreuzungsverfahren von Fernsprech-Freileitungen sind in den einzelnen Ländern sehr verschieden. Stellenweise werden die Fernsprechleitungen lediglich nach fernsprechtechnischen Gesichtspunkten gekreuzt (Entkopplung zur Vermeidung von Übersprechen); hierbei kommen ungekreuzte Leitungslängen, sogenannte „Störungslängen“ bis zu 40 km vor. Solche Fernsprechleitungen haben gegen eng benachbarte Starkstromleitungen eine große Querunsymmetrie von etwa 7 bis 15%, so daß Störungen auftreten können. Die Erdsymmetrie dagegen beträgt selten mehr als 0,5 bis 1,5%.

Man kann durch Kreuzen allein eine genügende Störungsfreiheit von Fernsprechleitungen in der Nähe von Gleichstrom-Bahnen erreichen. Hierfür müßten die Kreuzungen in Abständen von etwa 0,5 km erfolgen. Die Querunsymmetrie geht dann bei gleichmäßiger Parallelführung etwa auf den 10. Teil, also ungefähr 0,5 bis 1,5% zurück. Es hat sich in der Praxis gezeigt, daß in solchen fortlaufend verdrehten Leitungen, die mehrere Hunderte von Kilometern einer Bahnanlage mit Gleichrichter-Speisung im Abstand von 3 bis 5 m parallel verlaufen, keine nennenswerten Störungen auftreten.

Das zweckmäßige Kreuzen mit den sehr viel kleineren Störungslängen läßt sich bei neu zu erstellenden Fernsprechleitungen ohne wesentliche Mehrkosten gegenüber dem bisherigen Verfahren ausführen; dagegen

ist eine nachträgliche Symmetrierung bestehender Leitungen unwirtschaftlich.

Fernsprechleitungen ohne Kreuzungen mit Rücksicht auf Starkstrombeeinflussung sollten von Bahnanlagen einen Abstand von wenigstens 100 m haben, gleichgültig, ob die Bahn noch nicht elektrifiziert ist oder ob bei Elektrifizierung durch Gleichrichter oder rotierende Umformer gespeist wird. Es hat sich nämlich bei ausgeführten Anlagen in einzelnen Fällen gezeigt, daß die Geräusche in den nicht besonders geschützten Fernsprechleitungen bei Speisung der Bahn durch rotierende Umformer ungefähr schon halb so groß sind wie bei Speisung durch Gleichrichter. Die Störungen werden hier also nicht nur durch die Stromerzeuger, sondern auch schon wesentlich durch die Bahnmotoren infolge ihrer Nutzenharmonischen und ihrer Kommutation hervorgerufen.

### III. Zusammenfassung

Fernsprechstörungen durch Starkstromanlagen lassen sich vielfach durch schwachstromseitige Maßnahmen hinreichend vermindern, die technisch einfach und außerdem in sehr vielen Fällen wirtschaftlicher sind als starkstromseitige Maßnahmen. Insbesondere sollten amts gespeiste Fernsprech-Nebenstellenanlagen, wenn sie infolge ihrer Unsymmetrie gegen Erde stark störungsempfindlich sind, durch Erhöhung ihrer Speisebrücken-Impedanz gegen Erde mittels der angegebenen Schutzmaßnahmen besser symmetriert werden.

### Résumé

*De l'influence du courant de perte double à la terre sur les lignes téléphoniques voisines*

Le courant de perte double à la terre atteint dans les réseaux à haute tension une valeur voisine de 1000 A, le conducteur traversé par le courant de perte double à la terre est alors accouplé par un fort champ magnétique aux lignes voisines et y induit des surtensions importantes qui peuvent devenir dangereuses pour le personnel et pour les appareils. En admettant selon l'état d'isolement de la ligne téléphonique et le genre des dispositifs de protection une tension longitudinale induite de 400 ou 1000 V, il y aura lieu d'observer un certain écart minimum entre la ligne à courant fort et la ligne téléphonique (voir fig. 2). La valeur de la tension admissible dans les lignes téléphoniques pendant un court laps de temps lors de la présence d'un double courant de perte à la terre varie selon que les courants de perte double à la terre ne se produisent qu'exceptionnellement ou qu'étant fréquents par une mise à la terre en permanence du neutre ils constituent une source permanente de perturbations du service téléphonique. Pour un neutre non mis à la terre le danger de la perte double à la terre peut être encore diminué par le montage de bobines de self compensatrices du système *Petersen*. En effet, les pertes doubles à la terre sont devenues excessivement rares sur les réseaux ainsi équipés.

Quant aux installations à courant faible les lignes aériennes seront protégées contre les surtensions nuisibles par des parafoindres. Les appareils répondent même au but envisagé pour des pertes doubles à terre en ce sens qu'ils réduisent la tension aux appareils, mais elles présentent aussi l'inconvénient de créer par suite de leur fonctionnement non uniforme des chocs acoustiques dans les récepteurs. Dans le

parafoudre AEG pour lignes téléphoniques on a cherché à éliminer ces bruits perturbateurs, si redoutés, en accouplant magnétiquement les deux bobines de sorte que l'entrée en action se fait forcément simultanément et régulièrement. Les parafoudres étant montés entre les fils et les bobines de couplage, tout le système protecteur est, à l'état normal, séparé de la ligne. La présence de la bobine ne donnera donc point naissance à une atténuation ni généra-t-elle la mesure de la perditance des lignes.

Les essais suivants ont été exécutés en vue d'éprouver ce système protecteur:

1. 5 mises à la terre doubles sous pleine tension de service sur la ligne à 30 kV de la Sté. „Thüringer Elektrizitäts-Lieferungs-Gesellschaft“ entre Meiningen et Breitung. Ici, les lignes téléphoniques suivent la ligne sur tout leur parcours à une distance de 100 à 200 m. La tension induite était d'environ 1200 V

2. 133 mises à la terre simples et 14 doubles mises à la terre sur la ligne à 40 kV de la Centrale „Pommernwerk“ entre Greifswald et Jarmen. Sur une longueur de 8 km, la ligne à haute tension est parallèle aux lignes téléphoniques.

3. 9 courts-circuits sur la ligne du chemin de fer électrifié de Breslau à Königs-zelt. Induction du câble sur une longueur de 30 à 50 km.

Tous les essais ont démontré que tant que la bobine n'était pas mise en circuit, des chocs acoustiques se faisaient entendre aux récepteurs. Le système protecteur a donc répondu au but envisagé, mais sous les conditions les plus sévères. Il suffit pour le bon fonctionnement du système que la ligne téléphonique elle-même ne présente aucune perte à la terre. Lorsque la ligne téléphonique susceptible d'induction est soigneusement entretenue et surveillée, il n'est guère probable qu'une mise double à la terre de la ligne de transport d'énergie et un défaut d'isolement de la ligne téléphonique se produisent simultanément. Les groupes de départ des postes centraux étant de plus protégés par des cohérences montés en parallèle au récepteur, on sera en droit de considérer les chocs acoustiques qui viendraient à se produire malgré l'adoption du système protecteur, comme étant un cas de force majeure.

#### *Contribution à la solution de la question concernant l'influence perturbatrice exercée par les lignes d'énergie à haute tension sur les systèmes de télécommunication*

La protection la plus efficace des systèmes de communication contre l'action des courants d'énergie consiste en un câblage des conducteurs affectés à la téléphonie. La terre ne doit alors pas être employée comme conducteur de retour; elle perd sans cela son importance par suite de l'utilisation multiple des circuits.

Le champ alternatif magnétique non-compensé induit dans les conducteurs d'un câble de communication des tensions longitudinales qui ne donnent naissance à un courant que lorsqu'il existe des déséquilibres dans les appareils. La susceptibilité d'un circuit téléphonique bifilaire, en ce qui concerne les perturbations, est indiquée par le déséquilibre des circuits par rapport à des lignes perturbatrices, dit déséquilibre de bruit, qui exprime les différences relatives des impédances des conducteurs par rapport à la terre. Les déséquilibres inférieurs à 0,25% ne provoquent pas de pannes dans l'installation téléphonique, même si l'action inductrice est des plus grandes. Cette valeur peut aisément être atteinte au moyen de l'équilibrage des capacités par rapport à la terre, soit en croisant les conducteurs de câble, soit en insérant sur le circuit de petits condensateurs additionnels. Un écran métallique isolé de la terre présente les mêmes tensions longitudinales que les conducteurs enveloppés. Il empêche l'effet des déséquilibres par capacité comme source de perturbations. Ces mesures diminuent les bruits perturbateurs, sans éliminer les tensions dangereuses elles-mêmes.

Le courant  $J_m$  produit dans la gaine conductrice du câble par le courant perturbateur  $J_0$  provenant de l'installation d'énergie, réduit cependant la force

électromotrice induite dans les conducteurs de câble. Cette f. e. m. est déterminée par l'inductance mutuelle  $M_0$  se manifestant entre la ligne de transport d'énergie et le conducteur de câble, par la résistance en courant continu  $R$  et par l'auto-induction  $L$  de la gaine. On l'exprime par la formule suivante:

$$E = J_0 \cdot \omega M_0 \frac{R}{\sqrt{R^2 + \omega L^2}} = J_m \cdot R.$$

Les résistances en courant alternatif additionnelles se manifestant dans la gaine de câble par suite de l'hystérésis et de la suppression de courant doivent être comprises dans  $L$ . Pour un câble sans gaine, la tension des conducteurs est égale à  $J_0 \cdot \omega M_0$ , donc plus grande, à mesure que le rapport qui lie l'impédance de la gaine à sa résistance en courant continu augmente. Ce rapport  $\frac{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}}{R}$  est le facteur de protection de la gaine en plomb. Il augmente rapidement avec la fréquence du courant perturbateur. On peut l'augmenter, soit en diminuant la résistance en courant continu  $R$ , soit en augmentant l'auto-induction  $L$  et la résistance de perte en courant alternatif additionnelle. Dans le premier cas, il faut appliquer l'écran de cuivre au-dessous de la gaine en plomb, dans le second cas, il y a lieu de se servir d'un fer spécial de haute perméabilité pour armer le câble.

*Les influences perturbatrices des installations d'énergie à courant fort sur les lignes téléphoniques et les mesures à adopter sur les systèmes de télécommunication pour les enrayeur*

Les installations téléphoniques qui sont susceptibles d'être influencées par des installations à courant fort, sont *dissymétriques*. On fait la distinction entre la dissymétrie d'une installation par rapport à la terre (dissymétrie à la terre) et la dissymétrie des lignes par rapport à l'installation à courant fort, cause de la perturbation (dissymétrie transversale). Ces deux valeurs constituent ce qu'on appelle le degré de déséquilibre de bruit, qui représente une caractéristique de la susceptibilité au danger de l'installation de télécommunication.

Il existe dans certains pays de nombreux postes téléphoniques supplémentaires alimentés par la batterie centrale du bureau. Le principe des connexions de ces installations est toujours le même. Il faut par poste supplémentaire 3 ponts d'alimentation: l'un au bureau central, les autres chez l'abonné; les ponts sont reliés à la terre. Le microphone du poste (principal ou supplémentaire) relié au bureau central est alimenté par une ligne (a) et la terre, celui d'un poste supplémentaire relié à un autre par la seconde ligne (b) et la terre.

Des condensateurs d'arrêt de différente grandeur étant intercalés dans les lignes a- et b-, ces deux circuits ont de ce fait une impédance différente par rapport à la terre, c. à. d. l'installation est dissymétrique par rapport à la terre. La dissymétrie à la terre dépend de la fréquence; à fréquence décroissante, elle augmente dans les limites de la gamme des fréquences vocales, de sorte que les circuits téléphoniques dissymétriques par rapport à la terre peuvent être dérangés en premier lieu par les redresseurs à vapeur de mercure hexaphasés ayant la fréquence d'harmonique supérieur de 300 Hz.

Le déséquilibre, c. à. d. la différence relative des impédances des circuits a et b, peut être suffisamment affaiblie par l'adoption de ponts d'alimentation de grande impédance. Les ponts d'alimentation seront donc constitués chacun par deux bobines de réactance séparées et non reliées magnétiquement. Les bobines de réactance ont indépendamment d'une alimentation préalable au courant continu un fort degré d'inductivité et donnent à l'installation une importante impédance

par rapport à la terre. La sensibilité des installations téléphoniques aux courants provenant des redresseurs s'en trouve de ce fait réduite au 10<sup>ième</sup> ou 15<sup>ième</sup> ce qui suffira pour la plupart des rapprochements pratiques entre les installations d'énergie et les lignes téléphoniques.

Au besoin, on peut aussi augmenter l'impédance des ponts d'alimentation à enroulements non séparés et sans entrefer en insérant des bobines de réactance à entrefer dans la ligne de terre de l'abonné. On pourra donner à ces bobines des dimensions telles qu'elles n'exercent aucune influence nuisible sur le fonctionnement des sélecteurs dans les centraux automatiques.

L'influence exercée sur les lignes téléphoniques aériennes peut être suffisamment écartée par une transposition convenable, à condition que la transposition ne soit pas effectuée uniquement d'après les considérations de la télécommunication mais aussi en tenant compte de l'influence exercée sur la ligne par les installations d'énergie. Pour être efficace, la transposition doit avoir lieu tous les 500 m environ; dans les nouvelles lignes téléphoniques il peut en être tenu compte sans grands frais supplémentaires.

En résumé on peut dire qu'en de nombreux cas les perturbations sur les lignes téléphoniques dues à des installations à courant fort peuvent être éliminées d'une façon économique par des mesures très simples du point de vue technique, à adopter sur les installations à courant faible. Ce sont en particulier les postes téléphoniques supplémentaires alimentés de la batterie du bureau central que l'on équilibrera par les moyens de protection dont question s'ils sont fortement influencés par suite de leur dissymétrie par rapport à la terre. Rien ne s'oppose alors au retour simultané par la terre du courant fort et du courant faible.

Deutschland

**Welche Aufgaben fallen der elektrotechnischen Industrie und den Elektrizitätsunternehmen bei Bekämpfung der Empfangsstörungen im Rundfunk zu?**

Reichspostministerium

*Dr. Bredow*

Wie soeben beendete Untersuchungen einwandfrei erkennen lassen, mehren sich die Empfangsstörungen im Rundfunk, die durch Fernwirkungen aus elektrischen Starkstromanlagen entstehen, in einem Umfange, daß ernste Besorgnisse für die Entwicklung jenes auch für die Elektroindustrie außerordentlich wichtigen Wirtschaftszweiges gerechtfertigt sind. Die Störungen rühren her aus dem Betriebe von Straßenbahnen, Gleichrichteranlagen, Groß- und Kleinmotoren aller Art, wie sie neuerdings in steigendem Maße im Haushalt, in der Landwirtschaft usw. verwendet werden, vor allem auch aus dem Betriebe von Hochfrequenzheilgeräten, deren Zahl sehr bedeutend gewachsen ist. Auch auf die erhebliche, von Jahr zu Jahr zunehmende Ausdehnung der Hochspannungsanlagen und in Verbindung mit ihnen der Hochfrequenztelephonie auf Leitungen muß hingewiesen werden. Man kann allgemein sagen, daß es wohl kaum eine elektrische Anlage gibt, die nicht bei der heute üblichen Bauart und in ihrem nach den heute geltenden Regeln sich abspielenden Betrieb empfindliche Rundfunkstörungen — vielfach in weitem Umkreis um den störenden Anlageteil herum — aussendet. Es handelt sich dabei um die dem Fachmann wohl bekannten, aber nicht beabsichtigten Fernwirkungen aus elektrischen Anlagen aller Art, die noch bis vor wenigen Jahren, solange es keine Rundfunkanlagen gab, nur einzelne wissenschaftliche Institute, behördliche Einrichtungen oder Empfangslaboratorien einzelner Firmen störten. Diese wenigen Interessenten vermochten sich durch besondere Maßnahmen im Einzelfall zu schützen; von ihnen abgesehen war niemand da, der durch diese Fernwirkungen geschädigt worden wäre, so daß ein Interesse der Öffentlichkeit oder der Wirtschaft an der Beseitigung solcher Fernwirkungen nicht bestand.

Völlig anders stellt sich die Lage heute dar. Nachdem inzwischen der Rundfunk einen ungeahnten Aufschwung genommen hat und die Zahl der Empfangsanlagen sich allein für Deutschland bereits drei Millionen nähert, muß festgestellt werden, daß eine elektrische Öffentlichkeit entstanden ist, deren zahlreiche Angehörige durch Fernwirkungen

aus elektrischen Anlagen aller Art vielfach gestört und in dem unbehinderten Empfang der durch den Rundfunk vermittelten wirtschaftlichen Nachrichten, kulturellen Darbietungen usw. empfindlich geschädigt werden. Es kann keinem Zweifel unterliegen, daß hier wichtige öffentliche Interessen auf dem Spiele stehen. Daneben steht das Eigeninteresse der beteiligten Industrien und des Handels; denn die Funkwirtschaft nimmt innerhalb der Elektrizitätswirtschaft einen von Jahr zu Jahr größeren Raum ein, und es ist außer Frage, daß durch eine umfassende Behebung der Rundfunkstörungen die Absatzmöglichkeiten wesentlich steigen werden. Man wird daher von seiten der führenden Stellen der Elektrotechnik dieser neugeschaffenen Lage Rechnung zu tragen und rechtzeitig — nicht zuletzt auch aus wohlverstandenen eigenwirtschaftlichen Erwägungen heraus — zu prüfen haben, welche Maßnahmen nötig und möglich sind, um eine ungestörte Entwicklung aller Zweige der elektrotechnischen Fabrikation und einen ungestörten Betrieb aller Arten elektrischer Anlagen nebeneinander auch in der Zukunft sicherzustellen. Diese Arbeiten würden sich einerseits zwanglos den in den „Leitgedanken der Vollkonferenz 1930“ aufgeführten Arbeiten zur Herbeiführung einer geringstmöglichen Belästigung der Umgebung elektrischer Anlagen anschließen; sie würden dazu dienen, den Elektrizitätsunternehmungen und den Inhabern elektrischer Anlagen Anfeindungen seitens der wachsenden Rundfunkgemeinde fernzuhalten und zugleich Reibungsflächen zwischen verschiedenen Zweigen der Elektrotechnik zu beseitigen. Sie würden auch andererseits an die seit Jahren in Gang befindlichen anderen Arbeiten anknüpfen, die sich das Studium der Beeinflussung der Fernmeldeleitungen und -einrichtungen durch Starkstrom und die Beseitigung dieser Einflüsse zum Ziele gesetzt haben. Es erscheint an der Zeit, die letztbezeichneten Arbeiten auf die Fernhaltung der Empfangsstörungen im Rundfunk auszudehnen.

Die Aufgabe, die sich aus dieser Lage für die Elektrotechnik ergibt, ist eine doppelte. Die Trennung nach zwei grundsätzlich verschieden liegenden Teilen ergibt sich aus folgender Fragestellung:

1. Welche Änderungen in den Vorschriften für den Bau und den Betrieb elektrischer Leitungen und Geräte aller Art werden notwendig, wenn man dem Rundfunk im Beharrungszustand Störungen aus Neuanlagen oder aus Ergänzungen oder Änderungen vorhandener elektrischer Anlagen fernhalten will?

2. Welche Maßnahmen sind möglich, um während der Übergangszeit Störungen des Rundfunkempfangs, wie sie von den vorhandenen, nach den bisherigen Vorschriften gebauten elektrischen Leitungen und Geräten ausgehen, zu mildern?

Die Frage zu 2. kann im Rahmen dieser Anregung verhältnismäßig kurz erledigt werden, da die Verhältnisse in den einzelnen Ländern — soweit bekannt — zu verschiedenartig liegen, als daß darüber viel Allgemeingültiges gesagt werden könnte. Soweit Deutschland in Betracht kommt, ist eine Organisation zur nachhaltigen Bekämpfung aller Arten von Rundfunkempfangsstörungen unter dem Namen „Funkhilfe“ im Aufbau begriffen. Ich zweifle nicht daran, daß Elektrotechnik und



Elektrizitätsunternehmen uns bei der Durchführung der erforderlichen Maßnahmen weitgehend unterstützen werden.

Größeres Interesse hat für die 2. Weltkraftkonferenz die Beantwortung der Frage zu 1.; sie hat grundsätzliche Bedeutung für alle Rundfunkländer. Auch lassen Rücksichten des internationalen Wettbewerbs ein gleichmäßiges Vorgehen der elektrotechnischen Industrien der verschiedenen Länder wünschenswert erscheinen.

Ich möchte daher für die 2. Weltkraftkonferenz die Anregung geben, zu beschließen:

1. Die Notwendigkeit eines durchgreifenden Rundfunkschutzes gegenüber Fernwirkungen aus elektrischen Anlagen aller Art wird anerkannt. Elektrische Geräte müssen mit Rundfunkschutz versehen sein.

2. Alle Rundfunkländer werden ersucht, ihre Bau- und Betriebsvorschriften für elektrische Leitungen und Geräte aller Art alsbald planmäßig daraufhin durchzusehen, welche Änderungen nach den neuesten Fortschritten der Technik im besonderen Hinblick auf den Rundfunkschutz erforderlich werden.

3. Die für erforderlich erachteten Änderungen der Bau- und Betriebsvorschriften für elektrische Leitungen und Geräte aller Art sind zu einem möglichst frühen Zeitpunkt für die heimische Industrie als verbindlich zu erklären.

### Summary

The Commissioner responsible for Broadcasting at the Ministry of Post and Telegraphs emphasises the very great increase in the interference to radio reception caused by electrical power installations of all kinds and draws attention to the increasingly serious state of affairs due to the rapid development of broadcasting and to the increasing number of receiving sets that are being licensed. The interests of the public, both with regard to the cultural and economic value of broadcasting, require consideration in view of the manner in which broadcasting programs are being interfered with, quite apart from the fact that industry and commerce are also involved and should take action in the matter. Dr. Bredow, therefore, suggests that the Conference should

1. decide on the necessity of taking urgent action to protect broadcasting from interference due to electrical power installations of all kinds by enforcing the use of such apparatus as does not interfere with radio reception;

2. ask all broadcasting countries to revise immediately and systematically their standards and specifications for power transmission lines and equipment of all kinds in order to see what modifications incorporating the latest technical developments should be introduced for the particular purpose of ensuring suitable broadcasting conditions;

3. recommend the legal enforcement on the electrical industry at an early date of the modifications found necessary in the design and specifications of power transmission lines and equipment of all kinds.

United States of America

# Lightning and its Effect on the Design of Transmission Lines and Apparatus from the Economic and Engineering Standpoint

National Electric Manufacturer's Association

*F. W. Peek Jr.*

## 1. Introduction

The insulation of electrical apparatus and circuits has, in the past, been based upon the normal operating voltage rather than on the transient voltages incidental to operation and the real cause of failure. The standardization rules or requirements for insulation and insulators are also based upon normal operating voltage times a certain factor which experience has shown to give fairly satisfactory results. For instance, the standard requirement for transformers is a test of twice the line to line voltage to ground or 3.46 times the normal voltage between line and ground. This is a more or less logical method for allowing for switching or other transients of internal origin and proportional to the operating voltage. It will also be shown later that it is about the proper margin. By far the highest abnormal voltages that occur on systems are those due to lightning which are independent of the system voltages. It is thus not logical to base line insulation on system voltage if a service free from, or with a limited number of outages is important. While this practice has not been a particularly happy one from the standpoint of line interruption it has been a happy one from the standpoint of apparatus since it has made lightning voltages, by limiting them to the insulator flashover, proportional to the line insulation. This chance coordination has prevented many failures of apparatus. Various protective schemes and apparatus were applied in an even more unsatisfactory manner. This situation was largely due to lack of definite knowledge of lightning voltages and their effect on lines and electrical apparatus. In fact, until the past few years the subject has decidedly not been on an engineering basis since lightning strength and lightning voltages could not be expressed in numerical values. Correction has been brought about by research in the field and laboratory. Such knowledge is not yet complete but a long forward step has been made.

It is not necessary to dwell here on the economic value of designing the insulation of apparatus and transmission lines with a precise engineering

knowledge of the various factors affecting it. This value not only results from prevention of loss due to destruction of apparatus but also from loss of time due to outages and to the elimination of such „protective“ devices as are of no value and of others actually adding hazards.

An outline of the general results of research will first be given. The economic and engineering effects of these results on the transmission line and various apparatus will then be discussed.

## 2. Lightning Research

During the past few years the subject of lightning has been put on an engineering basis by a combined study in the field and laboratory. The first laboratory tests were made on to-scale models; later tests were made on full size apparatus and transmission lines, insulators, poles, etc. Waves of various shapes from lightning generators were sent over transmission lines and their effects on transformers and other apparatus studied; attenuation, reflection, etc. of traveling waves were observed. Some of these investigations were made at voltages of over 5000000[1,4]<sup>1</sup>.

The laboratory tests were supplemented by tests in the field but the first field tests were limited largely to measurement of voltage. The advent of the klydonograph [2] and surge voltage recorder greatly facilitated this work. The sparkover voltage of insulators due to natural lightning on actual transmission lines was observed for comparison with laboratory lightning; similarly the strength of transformers was observed; attenuation was determined. More recently many cathode ray oscillograms of natural lightning waves have been obtained for comparison with laboratory waves. Natural waves have been reproduced in the laboratory. Direct strokes have been recorded and approximate values of current obtained [1, 4]<sup>1</sup>.

A general summary of results is as follows:

### *Natural Lightning*

Voltage — order of 100000000

Current — order of 100000 A

Energy — order of 4 kWh (sometimes very much more)

Power — order thousand billion ( $10^{12}$ ) h.p.

Time — few micro-seconds

Gradient at breakdown (100 kV/ft.

Time for cloud to discharge (where appreciable voltage is induced on transmission lines) 1 to 10 m.s.

High induced voltage fronts must be steep (Range: 1 to 5 m.s.)

Low induced voltage fronts may be steep or slow.

Slow fronts *require* low voltages

Length of waves — usually 10 to 40 m.s.

Length of waves above half voltage 5 to 25 m.s.

Rate of increase on rising front 50 to 1500 kV/m.s.

Waves — non-oscillatory or highly damped

---

<sup>1</sup> See bibliography attached.

### *Danger from Lightning*

Varies widely with terrain and storm paths in same general locality. Selection of right-of-way important.

### *Lightning on Transmission Lines*

Induced voltages — Waves vary over considerable range; in the majority the front reaches maximum in from 0 to 5 m.s.; many reach maximum in less than 1 m.s.; effective duration 5 to 25 m.s.; total duration 10 to 40 m.s.; voltages occur either by induction or direct strokes; induced voltages can only be high in case of rapidly discharging clouds resulting in steep wave front; the front also depends on the size of the cloud; low voltage waves may have a much greater duration; direct strokes usually apply voltages rapidly to a line [4].

The current in lines for high voltage traveling waves generally ranges from 2000 to 5000 A; voltages are generally non-oscillatory or very highly damped. The attenuation is very rapid for high voltages.

Induced voltages increase directly with the height of the line. Ground wires usually reduce the voltages to about half; the maximum voltage is  $V = gh\alpha$  but is limited by the lightning arcover of the insulator. In this formula  $g = 100000$  (volts per ft. gradient);  $h$  = height of line in feet, and  $\alpha$  is a reduction factor depending upon the rate of discharge and size of the charged cloud or distribution of bound charge over the line.

There is a possibility of providing against direct strokes by ground wires or lightning rods or towers. Discharge devices permitting lightning current to flow to ground but preventing the power current from following, offer possibilities for securing continuity of service. An approximately lightning proof line seems feasible.

### *Insulation and Insulators*

Lightning breakdown voltages are always higher than operating frequency breakdown voltages [5]. The impulse ratio for destructive lightning voltages has been found to vary from 1.6 to 2 and occasionally is as high as 2.7.

### *Transformers*

The transformer insulation should be stronger than the adjacent line insulation. A new type of transformer, the non-resonating transformer, which is highly resistant to lightning, has been developed [7].

### *Laboratory Lightning*

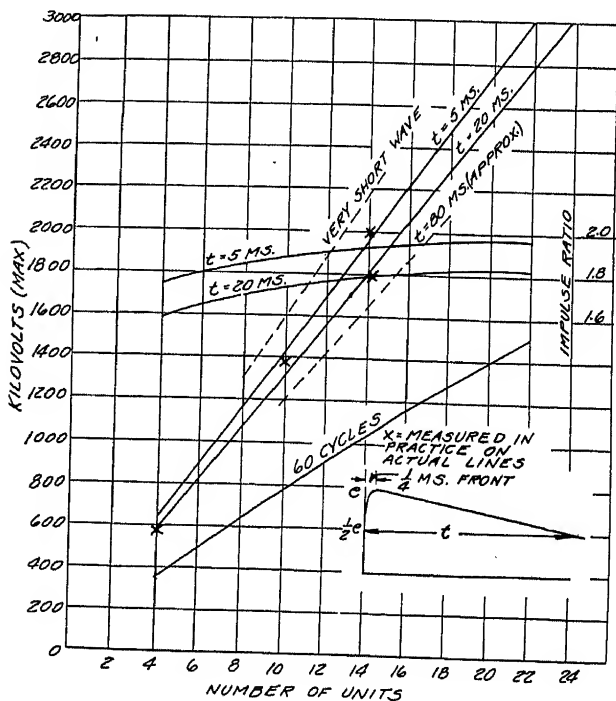
Voltages higher than any observed on lines have been obtained in the laboratory. Design tests have been made on full size apparatus. Although progress has been rapid there is still much to learn, and extensive laboratory and field work will be continued. The following is an indication of how rapid progress has been. The time required for clouds to discharge has been measured by the cathode ray oscillograph. The wave shape of natural lightning voltages on transmission lines has been

recorded by the cathode ray oscillograph. Attenuation of lightning waves traveling on transmission lines has been determined; natural lightning waves have been reproduced in the laboratory where their effects on transmission lines, insulators, insulation, transformers and protective apparatus have been studied at will. A lightning generator producing over 5000000 V has been constructed and waves from this generator have been sent over transmission lines to test full size transformers and other apparatus to determine how to make them highly resistant to lightning. Scientific work on time lag in gaps has been extended [1, 4, 5].

### 3. Some Interesting Examples of Research-Comparison of Laboratory and Field Results

#### *Laboratory and Actual Observed Waves*

In the early work with the lightning generator it was necessary to decide on some wave or waves which would have the effects of the



60 CYCLE AND LIGHTNING SPARKOVER CURVES OF SUSPENSION INSULATORS FOR DIFFERENT WAVES (SPARKOVER ON TAIL OF WAVE.)

Fig. 1. Sparkover voltages of suspension insulators with sixty cycles and lightning waves of different shapes.

(Sparkover on tail of waves. Fig. 8 a. Spacing of units, 5—8/4. For other spacings, sparkover varies approximately with string length. Crosses indicate measured sparkover of natural lightning.)

average severe lightning on insulators, insulation and apparatus. This decision was necessarily based on theoretical considerations with the help of such meager experimental data on natural lightning that was then available. Research was made over a very wide range of waves as well as on the rising front of waves, on the tail, etc. As tentative

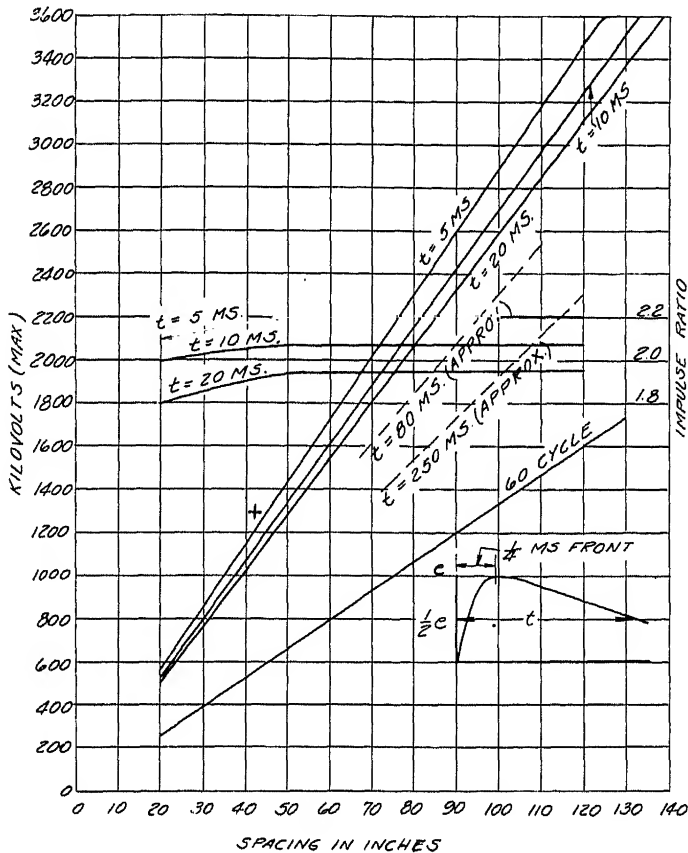
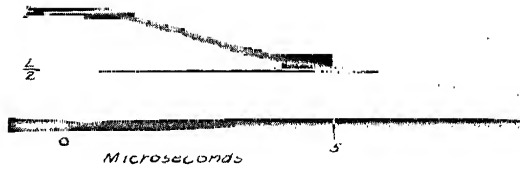


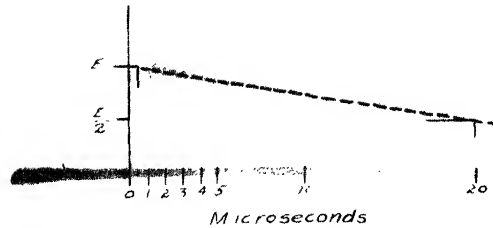
Fig. 2. Point gap sparkover with sixty cycles and lightning waves of different shapes.

(Sparkover on tail of waves. Fig. 8 a. Cross indicates measured sparkover of natural lightning.)

standards two waves were decided upon for general testing and comparison of insulators, apparatus, etc. — that is, the five and twenty m.s. waves. These waves reach crest in less than one-half m.s., decrease to half voltage in five and twenty m.s., and to 0 in ten and forty m.s. respectively. Insulator sparkover curves obtained with these and other waves in the laboratory are given in Fig. 1. The crosses on the curves are sparkover points obtained by surge voltage recorder measurements of insulator arcovers caused by



a



b

Fig. 3. Cathode-ray oscillograms of 5 and 20 micro-second laboratory waves. (Dotted line indicates calculated values.)

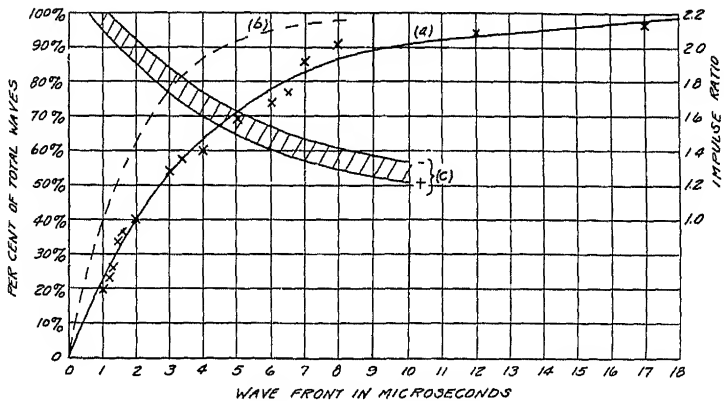


Fig. 4. Percentage of lightning waves of various fronts measured on transmission lines.

*a* Curve showing fronts of 35 highest 1929 natural lightning waves (voltage  $V_1$ ) measured on Wallenpaupack-Siegfried line of Penn. Pr. & Lt. Co. — *b* Estimated impulse ratio of corresponding waves of *a* and *b* as measured in laboratory. Induced fronts of over 3 m.s. on  $V_1$  curve *b*, are not high enough to cause sparkover on high voltage lines.

natural lightning. These points fall in between the 5 and 20 m.s. curves. A further check is seen on the gap sparkover in Fig. 2. Other measurements on failures of insulators and insulation give an impulse ratio of the order of 1.6 to 2. The laboratory waves are shown in Fig. 3. In obtaining the values in Fig. 1 and 2 the full wave was used. This was accomplished by increasing the impulse voltage until sparkover oc-

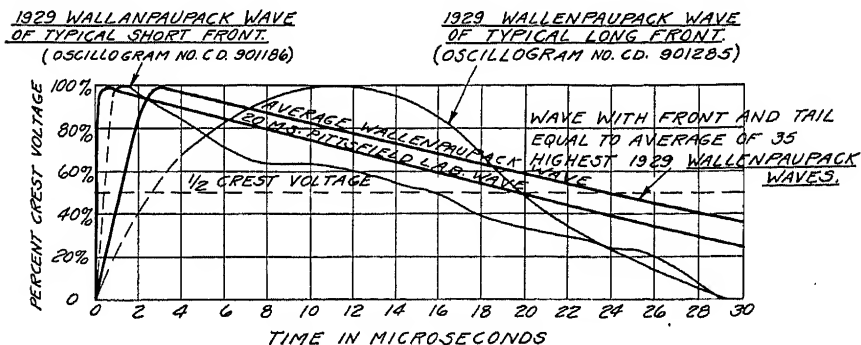


Fig. 5. Typical lightning waves of long and short fronts and average shape as measured at Wallenfaupack Station of Penn. Pr. & Lt. Co. Pittsfield laboratory wave (General Electric Co., Pittsfield, Mass.) is also given for comparison.

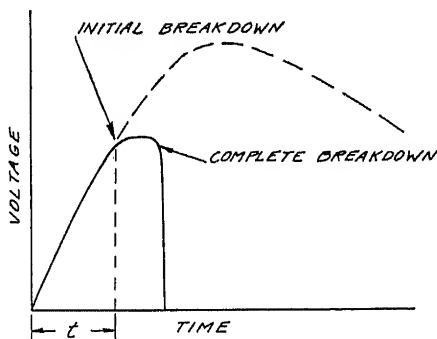


Fig. 6. Typical sparkover on front of wave.

(Data in Fig. 7 was obtained in this manner. Oscillogram in Fig. 8 b.)

curred in 50% of the applications. In this way the break took place on the tail of the wave. By applying much higher voltages, sparkover would take place at every application, but on the front of the wave.

Data from some of the natural lightning waves measured by the cathode ray oscillograph are given in Fig. 4 [8]. In Fig. 4 the estimated front of the maximum voltage at the point of origin, and before the wave is free, is given by the dotted line (b). It is this value that should determine the sparkover as explained below. Typical measured waves are shown in Fig. 5 with the laboratory waves. These waves, in general, produce the same effects on lines and apparatus as the laboratory waves. *It is probable that insulator sparkovers usually occur on the rising front*



of the wave as illustrated in Fig. 6. If the waves were not chopped the voltages would go much higher. It will be noted that where breakdown starts, that is, at the point of initial break, the voltage stops rising and remains practically constant for a period and then falls to zero. (Fig. 8.) It acts as if the gap were shunted by a resistance which for a time permits sufficient current to prevent the voltage from rising. At the complete break this resistance suddenly falls. Fig. 7 shows how the impulse ratio varies with time on typical gap and line insulator arrangement. The time given is the initial time and not the time of final breakdown. The tails on the measured natural lightning waves that

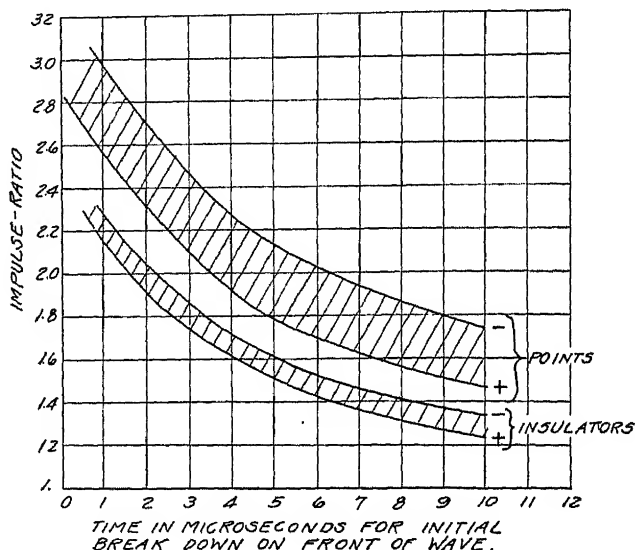


Fig. 7. Impulse ratio of typical gap and insulator arrangements for initial breakdown on rising front of waves.

(+) and (-) indicate polarities of high voltage terminal.

have been chopped are probably due to the interval between the initial and final break and to resistance in tower footings, etc.

It seems of sufficient importance to discuss this more in detail.

Over one hundred oscillograms have been obtained of traveling voltage waves due to lightning on transmission lines [8]. These waves had generally come a considerable distance and were thus greatly reduced in voltage, modified to some extent by attenuation, reflections, etc. In most cases they were evidently caused by storms some distance away. It is interesting to examine these waves with the view of determining just what impulse sparkover voltages should be expected. The importance of this is seen when it is remembered that surge voltage recorder measurements indicated that lightning sparkover voltages were usually 1.8 or more times the sixty cycle voltage (Fig. 1) although it is known that the impulse ratio varies widely with different waves

and is dependent on conductor polarity. To make this examination complete it is necessary to see what happens at the point of origin of the wave where the induced voltage  $V$  is maximum.

The formation of induced voltage on lines is as follows:

The charging process of the cloud is relatively very slow. This permits the leakage from line to ground of the charge having the same potential

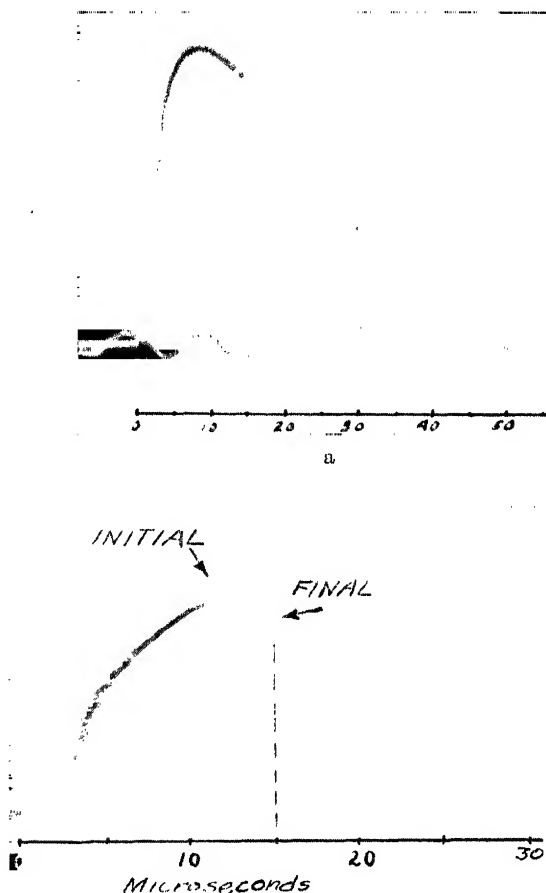


Fig. 8. Typical oscillograms of lightning sparkover.  
a on tail of wave; b on rising front of wave.

as the cloud. A bound charge opposite in potential and varying in intensity with the cloud charge is held on the line. The cloud discharges at a very rapid rate releasing the charge on the line. The voltage from line to ground increases rapidly to a maximum value. Eventually two free traveling waves are formed and propagated in opposite directions with

voltages less than maximum. If the discharge were instantaneous the maximum voltage would be:

$$V = gh$$

while the maximum voltage of the free traveling wave would be:

$$V_1 = \frac{gh}{2}.$$

Since the discharge is not instantaneous these two voltages are:

$$V = gh \alpha \text{ (maximum actual voltage)}$$

$$V_1 = gh \alpha' \text{ (voltage of traveling wave).}$$

Where  $\alpha$  and  $\alpha'$  depend upon the time it takes the cloud to discharge and distribution of bound charge. If this time is over a few micro-seconds,  $V$  and  $V_1$  become quite small (Fig. 10). This process is illustrated in Fig. 9. From the above, insulator sparkovers should take place

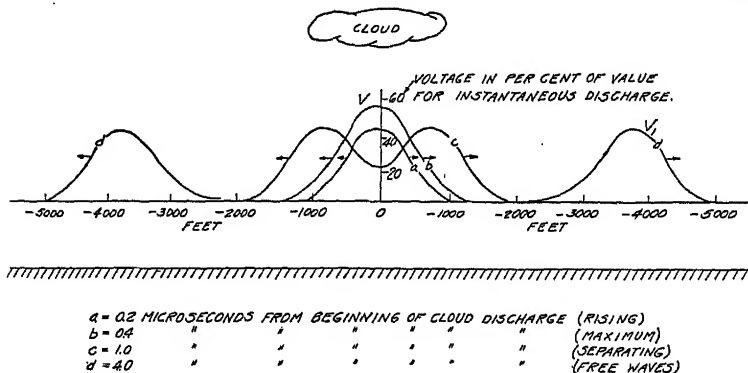


Fig. 9. Illustration of induced lightning voltages on transmission lines and formation of traveling waves.

(Note maximum voltage  $V$  occurs at the point of origin in 0.4 m.s., while front of the traveling wave  $V_1$  is 1.25 m. s. (1200 ft.)

under the center of disturbance where the voltage is highest. They should thus be due to the voltage  $V$ , and not to the voltage  $V_1$  measured by the oscillograph. Accordingly, the next step is to get an approximate idea of  $V$  from  $V_1$ .

Calculations for a range of cloud sizes and rates of discharge show that  $V$  reaches maximum in from one-half to one-third the time indicated by the front of the free traveling wave [4, 10]. Table I. Thus voltage is applied at a more rapid rate for  $V$  than  $V_1$ . Therefore the impulse ratio for sparkover on the front should be higher for  $V$  than for  $V_1$ .

An examination of Fig. 4 shows that for the measured traveling waves 50% reach crest voltage  $V_1$  in less than three m.s. and 90% in less than eight micro-seconds. However, the rise in voltage,  $V$ , at the origin should be at least twice as steep as  $V_1$ . The voltage ratio at the origin should thus be very approximately represented by the dotted curve in Fig. 4. This shows that 50% reach crest in less than one and one-half m.s. and 90% reach crest in less than

four m.s. On Fig. 4 are also plotted impulse ratio curves for sparkover on the rising front of a wave with time. This shows that for the waves measured the impulse ratio for  $V$  should be higher than 1,6 for 90% of the waves and over 1,9 for 50%. However, since sparkover should occur before the wave reaches crest, the time range should be less and the impulse ratio somewhat greater. When the measured waves

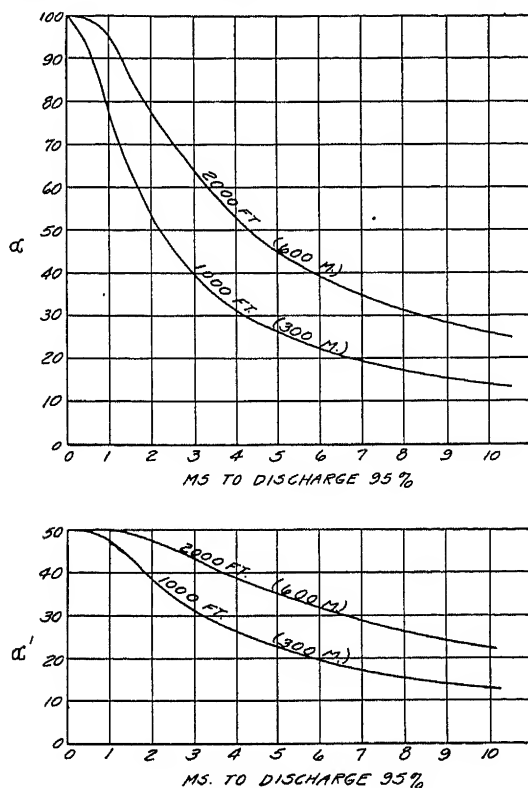


Fig. 10. Reduction factors  $\alpha$  and  $\alpha'$ , for clouds of 1000 and 2000 foot lengths.

Table I. Relation between Time of Cloud Discharge and Rate of Increase of Maximum Induced Voltage  $V$  and Front of Wave  $V_1$

Bound Charge Distribution	Time for Cloud to Discharge 95%	Time for Maximum Voltage (at point of wave origin) $V$ to reach Crest	Front of Traveling $V_1$ Wave to Crest
1000' (Rectangular)	1 m/s	0.5 m/s	1.0 m/s
"	3 m/s	0.5 m/s	1.0 m/s
2000' (Half Cycle sine wave)	1 m/s	0.3 m/s	1.2 m/s
"	3 m/s	0.5 m/s	1.5 m/s

are chopped the maximum would also generally indicate the time of final break rather than the time of initial break. These measurements thus seem to check the impulse ratios obtained by surge voltage recorder of natural lightning in Fig. 1 and 2 and also justify the laboratory values of lightning voltage given in these figures. Of course, occasionally conditions may be right for spark to occur on the tail of the wave at a lower impulse ratio.

Fig. 11 shows that voltages high enough to cause sparkover by induction cannot occur unless the cloud discharge is quite rapid. For

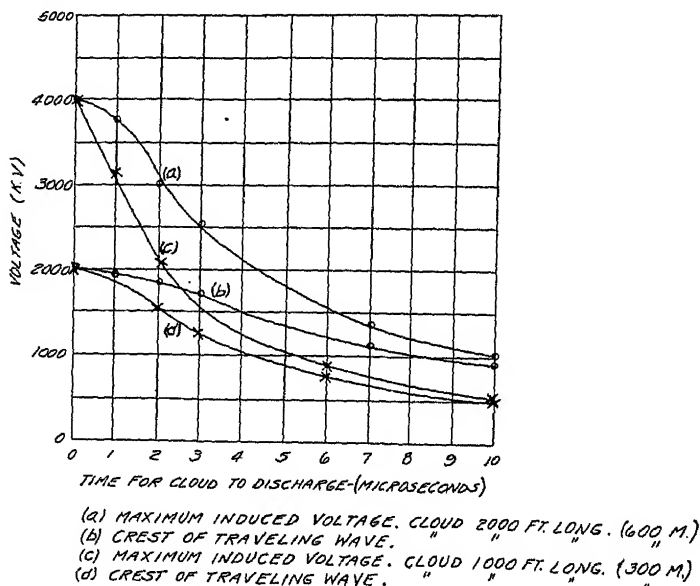


Fig. 11. Maximum induced voltage  $V$ , and crest of traveling wave  $V_1$ , for different times of cloud discharge.

(Bound charge lengths assumed same as cloud.)

example, for a discharge time of ten m.s. the maximum voltage  $V$  is 1000 kV, but  $V$  must reach crest in less than ten m.s. In fact this time would probably be about 3 m.s. (Table I). The impulse ratio would be about 1.8. Thus  $V$  would be hardly sufficient to cause sparkover on 7 insulators, the standard for a 110 kV line. It would thus appear that voltage waves in Fig. 4, Curve (b) for a front of more than 3 m.s. (6 on the free wave) need not be considered for high voltage lines. For low voltage lines slower waves may reach sufficient voltage to cause sparkover at a lower impulse ratio.

In case of direct strokes the wave would probably be still steeper and thus give impulse ratios over 1.8. Direct strokes become of relatively more importance as a cause of arcovers when line insulation is increased.

While the above analysis can only be approximate, it is still probably accurate enough for its purpose.

Compare Figs. 2 and 12. Fig. 12 shows that the standard waves of 5 and 20 m.s. produce all the effects of breakdown on a rising front and offer a practical method of testing [4]. The drawn curves give sparkover for the 5 and 20 m.s. waves. The crosses are measured natural lightning sparkover voltages. The circles are measured points for sparkover on the rising front for constant time  $t_1$  corresponding to the 5 m.s. and  $t_2$  corresponding to the 20 m.s. wave. Under equivalent

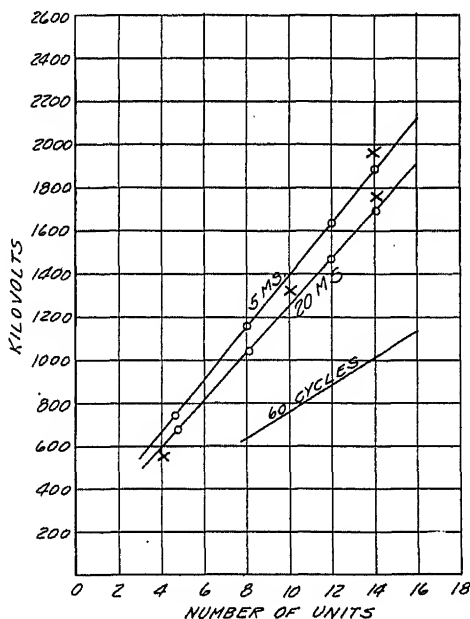


Fig. 12. Sparkover curves of insulators.

(Curves show sparkover on 5 and 20 m.s. laboratory waves. Circles (o) are measured points in laboratory for sparkover in constant time  $t_1$  on rising front of wave, Fig. 8 b.)

conditions of time the same sparkover results are thus obtained for the standard wave with breakdown on the tail (50% sparking) and for uniformly rising waves with sparking on the fronts.

### Insulators and Gaps

The impulse ratios for sparking on the front and for the 5 and 20 m.s. waves with sparking on the tail (50% sparking) vary from 1.6 and 2.5 with insulators and gaps. This corresponds to the values in Fig. 4 obtained on lines. A similar check is given between laboratory and field studies in Figs. 1 and 2. In Fig. 8 are shown oscillograms of sparkover on the front and tail of the wave. The impulse voltage is highest when the high voltage terminal is negative.

## Insulation

Tests on the ordinary transformer insulation of oil and solid for the laboratory waves give about the same impulse ratio as for insulator and needle gap sparkover. The insulator or needle gap is thus a useful means of expressing the strength of apparatus or insulation. By measuring the strength of insulation with insulators or needle gaps the effect of wave variation is eliminated.

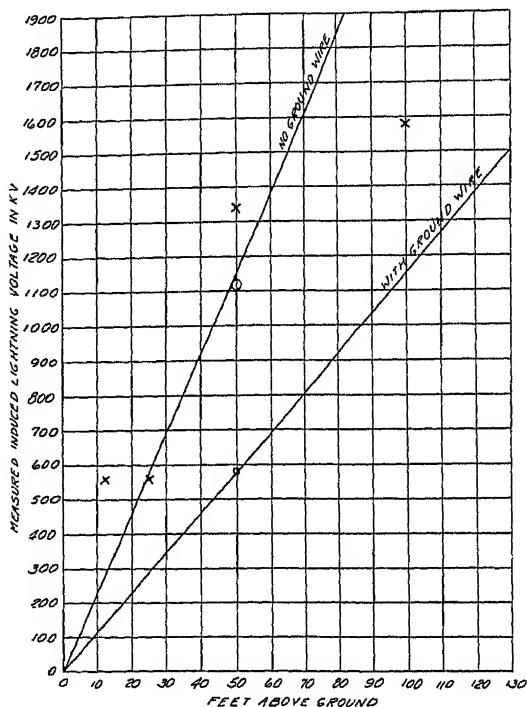


Fig. 13. Voltages induced by natural lightning on antennae 300 feet (90 m) long. (Equivalent to transmission line span.)

### *Variation of Induced Voltages on Antenna with Laboratory and Natural Lightning*

Tests in the laboratory on antenna or model transmission lines show that the induced voltage varies directly with the height

$$V = gh.$$

Voltages induced by lightning on a single span of a full size line in practice show a variation directly with the height of line. Fig. 13.

### *Ground Wires*

Measurements of induced voltages taken simultaneously on a line with, and a line without a ground wire are given in Fig. 13. The results check the laboratory tests on small scale models.

## Gradients

The highest gradient observed on transmission lines, limited by insulator sparkover and  $\alpha$ , was about 50 kV/ft. On an antenna equivalent to a full size transmission span, gradients of 85 kV/ft. were observed at some distance from the storm center. Figs. 13 and 14.

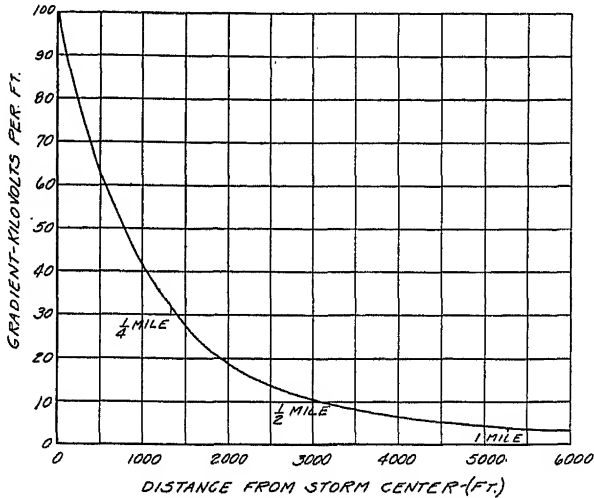


Fig. 14. Variation of field gradient at different distances from storm center.

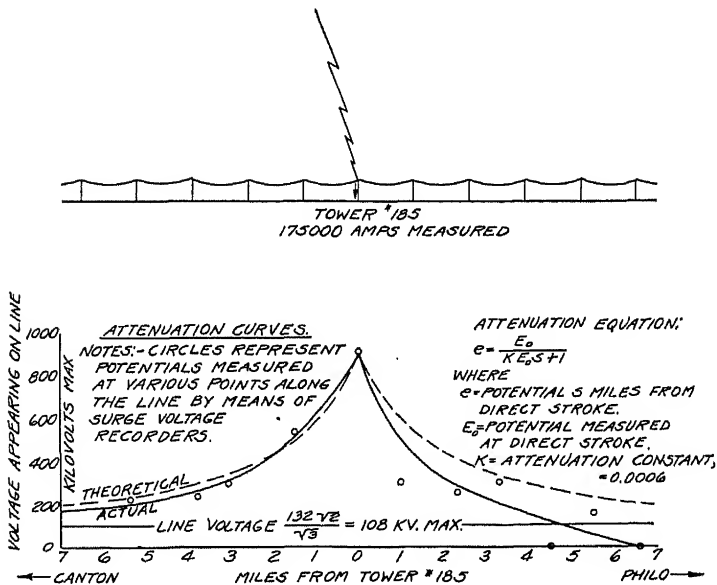


Fig. 15. Direct stroke and attenuation of corresponding traveling wave on transmission line.



### *Direct Strokes*

Fig. 15 gives the results of an interesting field test on transmission lines. A surge voltage recorder connected across a leg section of each tower was adjusted to record only for current values in the tower of over 50 000 A. A record by such an arrangement would indicate a direct stroke because the maximum possible induced current, limited by the insulator sparkover and surge impedance, would be 2000 to 4000 A. The Fig. 15 record indicated a current of 176 000 A. Surge voltage recorders along the line measured the maximum voltage on the line as limited by the insulator sparkovers. The attenuation curve is of interest [8].

### *Rate of Discharge of Clouds*

High induced voltages can only occur when clouds discharge very rapidly. Fig. 11. Fig. 17 shows a cloud discharge in one to two

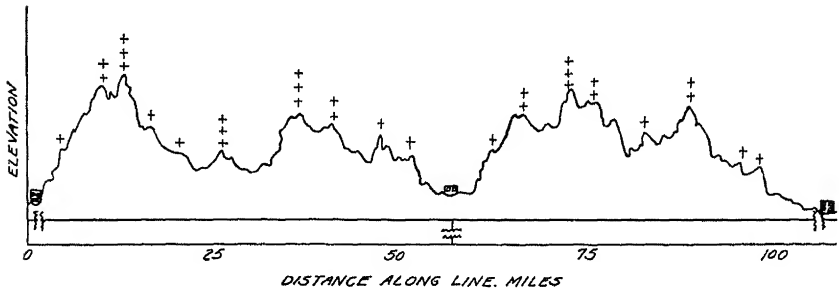


Fig. 16. Distribution of lightning sparkovers along a transmission line.

m.s. The steep wave front on voltages measured on lines, and known to be induced, frequently have fronts of one m.s. The above are given as instances of coordination between laboratory and field work.

#### **4. Transmission Lines — Important Factors Affecting Design — Application of Principle to Design — Estimate of Probable Outages on any Given Line — Lightning Proof Line**

##### *Location of the Line*

Observations and experience show that lightning conditions may vary over a wide range for different localities in any given section. Similar lines, a few miles apart, may give a widely different performance. That conditions along a given line vary considerably is shown in Fig. 16. This suggests the advisability of studying the lightning conditions along the right of way, as far as practicable, when locating a new line. While it is not always possible to obtain exact information in this regard, frequently much can be learned from conditions on other lines in the vicinity, from damaged trees, etc. and from the general terrain, etc.

## Voltage

The lightning voltages possible on a line are independent of the operating voltage. Thus, the operating voltage should have very little influence in controlling the insulation after sufficient allowance has been made for transients of internal origin and proportional to the operating voltage. By taking this fact into account it is quite possible that considerable could be saved on many tower structures which have been designed on a basis of the operating voltage.

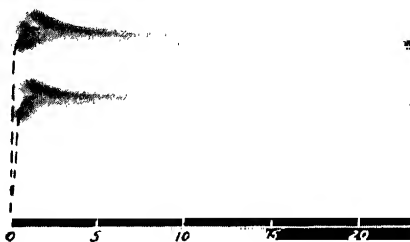


Fig. 17. Oscillogram of induced lightning voltage on an antenna.  
(Front in m.s. indicates time for cloud to discharge.)

The research has shown that the induced lightning voltage is:

$$V = gh\alpha$$

where

$$g = 100000 \text{ V/ft.}$$

$$h = \text{height in feet}$$

and  $\alpha$  is a factor depending upon the rapidity of the cloud discharge, etc. Figs. 10 and 11. The highest possible value of  $\alpha$  is unity (1.0).

This formula shows that the induced voltages are directly proportional to the height of the line. It is, therefore, desirable to keep the conductors as low as possible and to place them in a horizontal plane. The distance between conductors should then be determined largely by the switching and other internal surges. That induced voltages perform as indicated by the above formula and may be quite high is shown by antenna measurements in Fig. 13. Gradients as high as 85 kV/ft. were measured for storms at some distance away. The rapidity of the cloud discharge measured by the cathode ray oscillograph shows that under the same conditions, voltages practically as high would occur for free waves on a long line. See effect of distance on gradient, Fig. 14.

There is always the question as to what proportion of the lightning voltages is due to direct strokes and what to induced strokes. However,

a low line is also desirable from the standpoint of direct strokes. The question of direct strokes will be discussed later. By comparing the possible induced voltage with the insulator strength (Fig. 1) it is possible to estimate whether the line will withstand induced voltages.

### Ground Wire and Protective Towers

The value of the ground wire in reducing induced voltages on various conductor arrangements is given in Table II. These figures were obtained experimentally on models to scale in the laboratory and have been checked on full size models with natural lightning (Fig. 13). Perhaps still more impressive from the practical standpoint are the experience

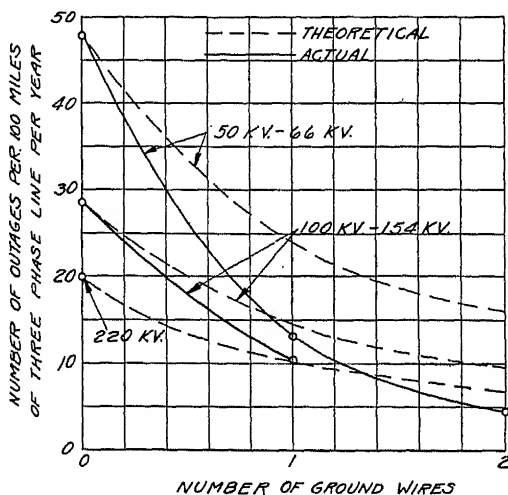


Fig. 18. Statistical study of outages on transmission lines with and without ground wires.


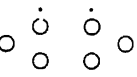

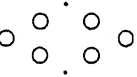

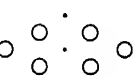

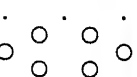
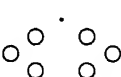
(Circles (o) indicate values obtained from operating records on actual lines.)

curves (Fig. 18) with and without ground wires obtained on several extensive systems. These curves are typical of many others on other systems which in some cases show a reduction in outages of ten to one.

In general, it can be said that the voltage can be reduced to approximately one-half by the use of ground wires. This is decidedly more advantageous than doubling the line insulators since so doing places double the stress on the apparatus. The ground wire in attaining the same end reduces the stress to one-half.

The tests on models indicate that a rod on a flat plane protects a circular area around it. The radius of this area varies with the height of rod as well as the ratio of the height of cloud to height of rod as shown by the test results given in Table III above. Large areas may be protected by several rods arranged so that their respective protective areas overlap. Projections above ground must be below a line drawn

Table II. Effect of Ground Wires on Lightning Induced Voltages (From Tests on Models)

Arrangement	Protective Ratio	Arrangement	Protective Ratio
 1 2 3	1 50 2 44 3 50		1 34 2 39 3 48
	1 40 2 34 3 40		1 40 2 48 3 36
	1 34 2 28 3 34		1 35 2 35 3 43
	1 28 2 25 3 28		1 25 2 30 3 37
	1 43 2 50 3 62		

○ indicates conductor    · indicates ground wire

Protective ratio =  $\frac{\text{Voltage with ground wire}}{\text{Voltage without ground wire}}$

Average values for various relative conductor and ground wire distances that have been used in practice.

from the top of the rod to the limit of its protective radius. This line must be the arc of a circle for very high towers.

There is always the question as to the value of the ground wire in case of direct strokes to the line. This is of particular importance since

Table III

Cloud Rod Ratio	Protective Ratio
$\frac{\text{Cloud Height}}{\text{Rod Height}}$	$\frac{\text{Protective Radius}}{\text{Rod Height}}$
4	2.0
6	2.7
8	3.3
10	3.9
20	5.0
40	5.3

probably a large percentage of outages on well designed and insulated high voltage lines are caused by direct strokes. While low resistance grounds at the towers are important for proper functioning of the ground wire on induced voltages, they are quite necessary for the

proper functioning of such wires on direct strokes. This follows because of the enormous current values. Theoretically it seems quite feasible to protect a line from direct strokes with ground wires. One possible arrangement is shown in Fig. 19 where the top ground wire is arranged to take the direct hits while the lower ground wires offer a screen for induced effects. With even moderately high resistance at the tower, however, outages would take place for heavy direct strokes and would probably cause arcovers on one or two towers on either side. The proper position for the top wire has been determined by laboratory tests and may be obtained from Table III.

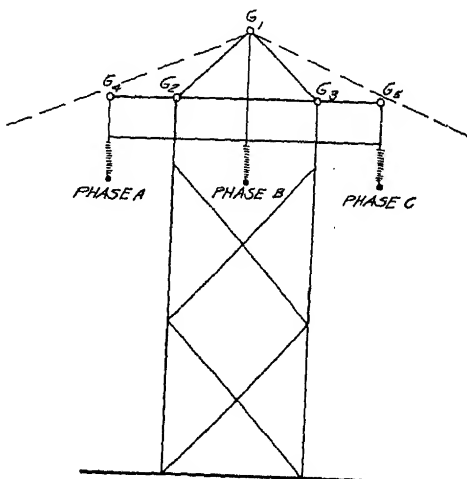


Fig. 19. Theoretical arrangements of direct stroke wires and ground wires. ( $G_1$  to receive direct strokes and  $G_2$ ,  $G_3$ ,  $G_4$ ,  $G_5$  to lower induced voltages.)

### *Line Insulators, Tower Clearance — The Grading Shield*

The lightning and 60 cycle sparkover voltages of insulators are shown in Fig. 1. The crosses on this figure represent sparking points measured from actual lightning. The lightning voltages that cause sparkover appear to have an impulse ratio of approximately 1.8 to 2, while others occasionally have higher impulse ratio and correspond to the very steep waves. This apparently follows, as already shown, because induced voltages can only reach high values when the cloud discharge is quite rapid. This requires a wave of a fairly steep front, which in turn requires impulse ratios of the order observed. Direct strokes must also give the effects of very steep waves. It seems reasonable, therefore, that when comparison is to be made between the lightning strength of lines and the estimated lightning voltages, the insulator sparkover and the sparking distance be based upon the five m.s. wave which represents average values.

### *Grading Shield*

As is well known, the suspension insulator string does not divide the voltage uniformly over the various units. In fact, about 25% of the voltage appears across the line unit. This overstress may be quite serious for lightning voltages causing cumulative deterioration. Another serious effect is cascading resulting in damage and destruction by the power arc. These difficulties have been successfully overcome by the grading shield which causes even voltage distribution and prevents cascading. In case a sparkover occurs it takes place between the rings and the resulting power arc clears the string. While the ring setting may cause a slightly lower 60 cycle sparkover, it may actually increase the impulse sparkover.

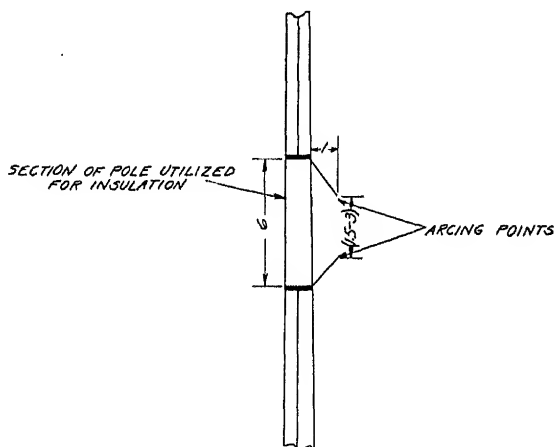


Fig. 20. Diagram of series protective gap for insertion in wood pole ground lead.

There is also considerable dissipation of the lightning energy over the rings. The efficiency of the ring has been proved on many lines.

Horns are not effective in preventing cascading without an appreciable reduction in voltage.

It is important that the lightning sparkover voltages between conductors and tower be coordinated with the insulator sparkover voltages. In Fig. 2 lightning sparkover curves are given for points. This same curve applies for the sparking voltages between conductors and tower structures.

### *Wood Transmission Poles*

The insulating value of a wood pole to lightning voltages has been measured up to 5000000 V. The measurements show that the strength of wood poles of such varying degrees of wetness and dryness that might occur in practice, range from 100 to 300 kV/ft. (330 to 990 kV/m). 180 kV/ft. (590 kV/m) is a good average value. Thus, a pole 35 feet (10.7 m) high with a 5 ft. (1.5 m) crossarm would have a lightning sparkover voltage of  $40 \times 180 = 7200$  kV. The insulator would add

very little to a pole of this length. However, when the length of wood in series with the insulator is not over 10 ft. (3 m) from 75 to 100% of the insulator flashover voltage may be considered as added to that of the wood to comprise the total pole insulation. A practical example of this is a pole made conducting by a lightning rod to prevent splitting,

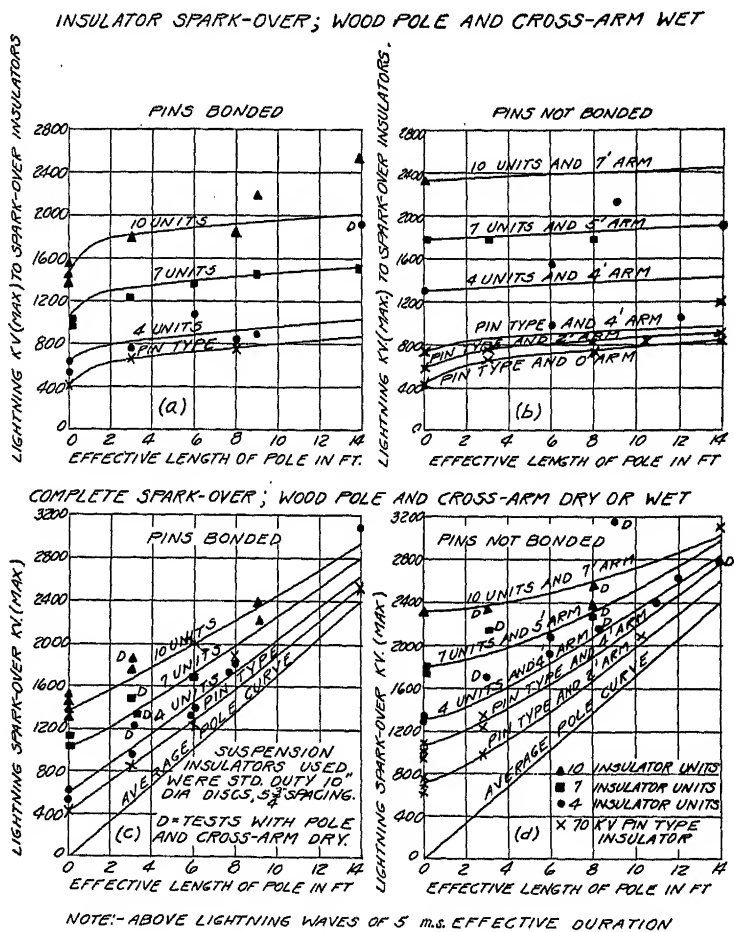


Fig. 21. Lightning strength of wood poles.

with the insulation depending upon the insulator and crossarm. In a case of this kind, part of the insulation of the pole could be utilized, and protection from splitting afforded at the same time by placing a gap in series with the lightning rod. To prevent splitting, the arrangement shown in Fig. 20 should be used.

Whether a pole is wet or dry makes very little difference on the lightning voltage necessary to cause complete flashover. However,

when a pole is quite wet, incipient sparks will take place over the insulator string at voltages approximately equivalent to the lightning sparkover voltage of the insulator string. Such simultaneous surface discharges to ground, although rather weak in themselves, may create sufficiently ionized paths over the insulators for a power arc to follow between phases.

Figs. 21a and 21b give values of voltages at which the insulators sparkover without a complete spark to ground. These sparks, when they meet, may cause phase-to-phase arcovers. For example, the complete sparkover to ground for a 10 ft. pole and 10 insulators from Fig. 21c. is 2400 kV, from Fig. 21a. sparks occur from the insulators to the bonded cross area at 2000 kV. Thus the full value of the pole, 2400 kV, cannot be utilized because phase-to-phase arcs may occur at 2000 kV. These tests were made by applying equal impulses simultaneously to all three conductors.

While wood poles without rods or ground wires may have very high lightning sparkover voltages, there is always a danger of long operating delays due to split and burned poles that could not be tolerated on important lines. The porcelain insulator is more reliable. However, by use of gaps as illustrated above, part of the insulating value of the wood may be used to advantage on certain secondary lines.

#### *Effect of Tower and Bus Structures on Lightning Voltages — Under Ground Cables — Series Inductances and Choke Coils*

Tests show that the bus structures of outdoor stations should often be of material assistance in reducing transient voltages. There are several effects that help. Extensive grounded steel work acts as a very effective ground wire system which may reduce induced voltages very considerably. A wave traveling to the bus structure would be reduced in voltage due to the reduction in surge impedance. The massed capacity effect of the bus would prevent high voltage reflection. The effects in practice should be quite effective for waves chopped short by insulator sparkovers. Several extra ground wires of a half mile or more in length extending out from a station should, because of reduction in surge impedance, be effective in reducing the voltage of incoming waves. On the other hand, tests show that the omission or reduction in the ground wires at the station causes a rise in voltage. The exact value of ground wires for this purpose can be calculated. The effect may vary from 6 to 30% depending upon the configuration.

When a lightning wave enters a cable from an overhead line there is a drop in voltage due to the reduced surge impedance. Conversely, when the wave leaves the cable the voltage rises. If the wave is long compared to the cable high voltages may occur at the entrance due to the reflected wave. Measurements made on a cable and line are given in Table IV. The voltage at the point of entrance is about twice the value calculated from the surge impedances and indicates that the full effect of the reduced surge impedance does not result at the junction.



Inductances or choke coils in series with a line may increase the lightning hazard. This is particularly so if the coil is placed between the line and a transformer. When the wave hits such an inductance, part is reflected at an increased voltage. The part that passes through may cause high voltage, high frequency oscillations between the coil and the transformer. Such oscillations may be prevented by shunting the coil by the proper value of resistance. (Fig. 30.) Such coils between transformer neutral and ground may also cause dangerous transient voltages [6].

Table IV. Voltage at Junction of Line and Long Cable

Surge Voltage on			
Line	At Junction of Line and Cable	500 Feet in Cable	1000 Feet in Cable
100%	33%	21%	18%

End of cable shunted by resistance equal to surge impedance  
40 ohms to prevent reflection.

Surge impedance of cable — 40, of line — 480.

If cable is short compared to length of wave, voltage at  
junction may be higher due to reflection.

### *Discharge Devices*

In order to make certain lines or sections of lines immune from lightning outages, discharge devices may be used on each insulator string in which the lightning is permitted to go to ground without the formation of the dynamic arc. The fused grading shield has been used for this purpose to a limited extent. The Petersen Coil has been used very little for this purpose in the United States of America.

### *Switching Surges*

In certain lines where the insulators have been limited, switching surges may cause outages. These surges may be as high as six times the line to neutral voltage. The impulse ratio may be taken as approximately 1.2. Fig. 22 shows a typical surge. Table V.

Table V. Maximum Voltages due to Switching on Different Systems [9]

System	Times Normal		
	Year 1926	1927	1928
A	3.5	4.0	4.7
B	—	5.2	5.5
C	2.3	4.0	4.1

### *Attenuation of a Traveling Wave*

The distance that lightning can travel at high voltage on a transmission line is of extreme practical importance. Table VI gives data taken from measurements on lines bears this out [9].

Table VI.

Lightning Voltage kV	Distance of Travel for Reduction to Half Voltage		Distance of Travel for Reduction to 0.80 Voltage	
	km	Miles	km	Miles
4000	2.4	1.5	0.6	0.4
3000	3.3	2.1	0.8	0.5
2000	4.8	3.0	1.1	0.7
1000	10.0	6.3	2.5	1.6

From the above it is seen that 4000 kV is reduced to half voltage or 2000 kV in 1.5 miles (2.4 km). This shows that a badly exposed section of a line could be highly overinsulated without much danger of subjecting the normally insulated section to excessive voltages. It is only necessary to extend the highly insulated line several spans beyond the

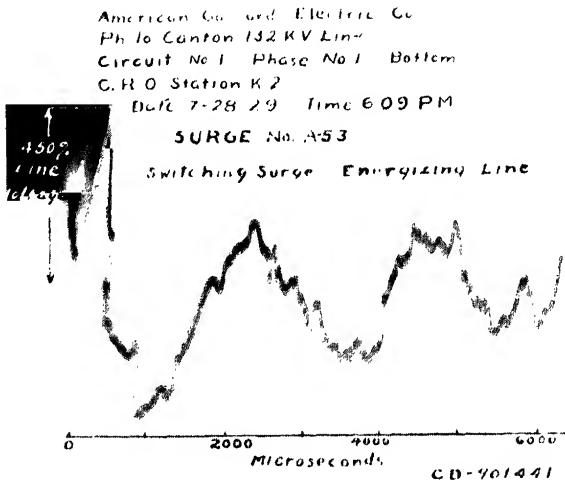


Fig. 22. Switching surge on transmission line.

exposed section. Moderate reduction of insulation at a substation should not appreciably increase the outages. For instance 2000 kV is reduced 20% in traveling less than 0.7 miles (1.1 km) and to half in 2.1 miles (4.8 km). Any outages within the reduced insulation section must be attributed to local storms and would not be due to line surges coming into the station from outside normally or abnormally insulated sections.

*Design of Lines to Resist Lightning — Estimate of Probable Outages or Tripouts per. Year on Any Given Line — Variation in Outages with Insulators and Ground Wires — Lightning Proof Line*

It is important to be able to estimate the probable outages per year on any given line or to evaluate the ground wire or added insulators in terms of reduced outages.

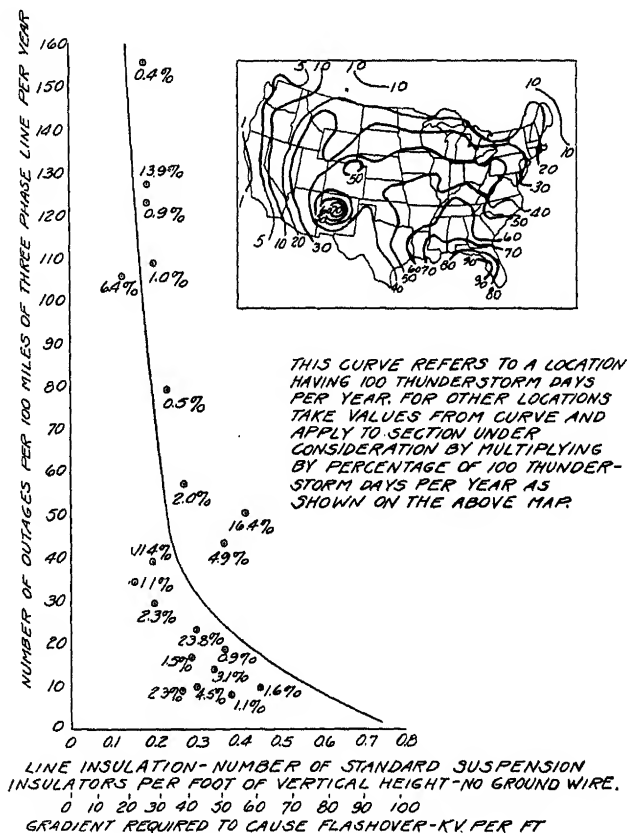


Fig. 23. Estimate of probable outages on transmission lines from a statistical study. (Reduced to standard basis by dividing insulators by height of conductor, correcting for ground wires, and reducing to 100 storms per year. Figures on points indicate percentage of total year-miles used in estimate.)

Fig. 23 is of particular interest<sup>1</sup>. It is a plot of outages per hundred miles of line with number of insulators per foot, height of line. This method was used to put lines of different height and insulation on an equal basis. The points from lines in different parts of the U.S.A. are shown on the curve. They were obtained on lines of varying height,

<sup>1</sup> This curve was compiled by Messrs. W. L. Lloyd, Jr. and E. H. Grosser of the High Voltage Engineering Laboratory.

number of insulators, with and without ground wires, etc. and are weighted and reduced to one hundred thunder storm days per year. A word of explanation of Fig. 23 may be necessary. For example, referring to the curve with 0.4 insulator units per foot height of line conductor, the expected outages would be 23 per hundred miles per year. If the conductors are forty feet high, the total insulator units per string would be 16. From Fig. 1 this would give a lightning sparkover voltage of 2200 or a gradient to cause sparkover on 55 kV/ft. The expected outages would then be 21 per year per 100 miles of line in country where 100 storms occur per year. If the number of storms

per year are 30 rather than 100 the expected outages would be  $\frac{30}{100} \cdot 23 = 6.9$ . With a ground wire reducing the voltage to 50 % the equivalent insulation is  $\frac{0.4}{0.50} = 0.80$ . The expected outages with the above in-

sulation and 100 storms per year basis would be 5. While this curve is not yet as complete as would be desired it does give a good indication of what can be expected. Fig. 23 also indicates quite well, from the statistical standpoint, that the outages increase with the height of line, decrease with decreasing insulation, decrease with ground wires, and that a gradient of 100 kV/ft. is the maximum. To indicate this the gradients necessary to cause sparkover are indicated on the curve. The outages should become very small when the gradient equals the maximum lightning gradient. This occurs for a gradient of 100 kV/ft. This value was originally arrived at on a different basis. These data also indicate that the lightning sparkover voltages of Fig. 1 are approximately correct. *Direct stroke outages are indicated when the line insulation is stronger than the maximum calculated induced lightning voltages.*

An example will be given of the use of the data in design of a line. Assume 60 ft. conductor height. At a gradient of 100 kV/ft., the maximum induced voltage,  $V = 100 \cdot 60 = 6000$  kV. With a ground wire arranged to reduce the voltage to 50 %,  $V = 6000 \cdot 0.50 = 3000$ . Assume 20 insulators are used. From Fig. 1 the sparkover voltage of 20 units is 2700 kV. From Fig. 2 the distance from conductor to tower should be greater — 93". Some outages should be expected because the insulator strength is less than the maximum voltage. By reducing the conductor height greater security could be obtained. It is now interesting to check in an entirely different manner by an entirely different method, the apparent ability of this line to resist lightning. In other words check it by experience gained in practice on similar lines. From Fig. 23 plot Fig. 24 for a 60 ft. line with different numbers of insulators and with and without ground wires for 30 storms a year. Plot the same for a 30 ft. line for comparison. It is seen that for the 60 ft. line with ground wire and 20 insulators the number of expected outages would be three or four. With a 30 ft. line and ground wires the maximum voltage would be  $V = 30 \cdot 100 \cdot 0.50 = 1500$  kV. From Fig. 1 an insulator string of 12 units would have a strength greater than

1500 kV. Referring to Fig. 24, the expected outages for such a line insulated with 12 units would be practically nil.

It is of interest to examine these curves from other angles.

It is seen that the expected outages would be 50 per 100 miles with 14 insulators and a 60 ft. conductor height. With a ground wire reducing the voltage to 50% the expected outages would be 16.

By adding two insulators, a total of 16, the expected outages are 38 without and 12 with the ground wire arranged to reduce voltages to 50%. With two ground wires and a reduction to 40% the expected outages would be about 4. This corresponds to the usual 220 kV line.

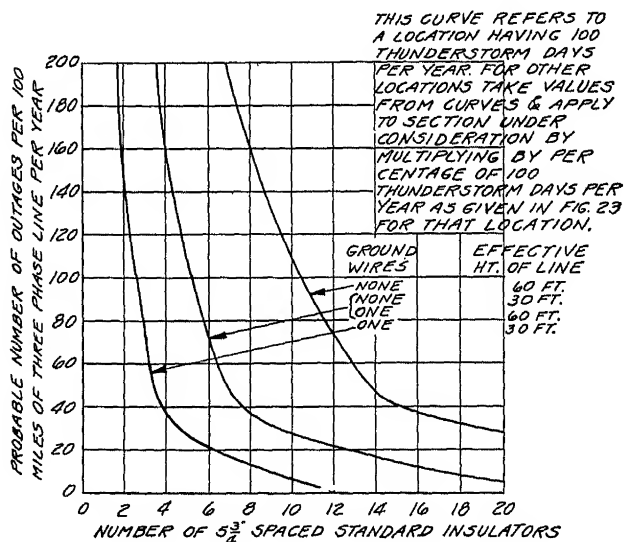


Fig. 24. Estimate of outages for given conductor and insulator arrangements from Fig. 23.

For a 110 kV line the usual insulation is 7 units. The expected outages would be 130 without a ground wire and 28 with two ground wires. Reducing the height to one half has a marked effect. While such a curve could not give the exact number of outages for any one line any one year it should give approximate values over several years and be of great help in deciding the economic and technical value of various arrangements.

## 5. Transformers

### *Effect of Lightning on Transformers and other Apparatus*

The new lightning generator has made possible invaluable studies on full size transformers and insulation arrangements. It has long been recognized that the insulation of a transformer should be designed for greater strength than the bushing or the adjacent line insulation. Research on transformers was made by applying lightning waves over

a line insulated in the usual way. The general method was to apply gradually increasing impulses until the insulators sparked over. Insulator units were then added until the transformer strength was exceeded. In this way it was possible to locate and strengthen any weak points. The insulator is ideal as a voltage limiting gap for such tests because it performs the same function in practice, limiting the surges in duration as well as magnitude. The necessary transformer insulation was thus arrived at.

Cathode ray oscillograph records were also taken and the voltage distribution measured throughout the winding. This last measurement was of extreme importance since it showed that in the usual transformer the voltage distribution is not constant but varies with steepness and duration of the impulse or the frequency of the transient. High frequencies and steep impulses may cause excessive voltages at any part of the winding. The ideal transformer would be one in which the voltage distribution was the same for all frequencies and wave shapes. Fortunately, it has been possible to accomplish this by the shielded design, an entirely new type [7], which is probably the greatest advance made in transformers in recent years. Fig. 25 shows the results of voltage distribution tests on the usual transformer and the shielded or non-resonating transformer. In the shielded transformer the impulse and high frequency distribution is shown on curve D to be practically the same as the 60 cycle distribution. The transient distribution curve C, which is the envelope of voltages for all high frequency transients and impulses on the *non-shielded* transformer, is quite startling.

Curve A shows the distribution of voltage at the first instant that a lightning impulse strikes the usual transformer. The winding acts as if open-circuited, the distribution is controlled by the capacitance and the voltage is localized on the end. Later, sections of the winding oscillate and the voltage distribution is represented by Curve B. By a series of such oscillations the distribution finally reaches curve D. These curves were obtained by applying all types of impulses and oscillations over a wide range of frequency to transformers and measuring the voltage distribution by means of gaps at frequent intervals along the winding. Cathode ray oscillograph records were also taken, typical examples of which are given in Figs. 27, 28 and 29. In Fig. 25a comparison of curves A, B and C with D shows that the shield reduces local transient voltages as much as 80 to 1 and that excessive lightning voltage stresses in the usual or non-shielded transformer may occur anywhere in the winding depending upon the wave. It is thus difficult to insulate for all conditions. In the shielded or non-resonating winding, free from localized stresses under all waves, the strength is as definite as an insulator flashover. The above lightning tests are, of course, design tests and not intended for commercial testing. This follows because dismantling every transformer in the routine factory tests to detect possible internal failures is impractical. However, the shield removes the necessity for lightning tests since the impulse distribution becomes the same as that at sixty cycles.

The reason for the varying distribution of voltage in a non-shielded transformer is briefly as follows: The initial lightning distribution is determined by the distribution of the capacity in the windings and the sixty cycle or long duration voltage distribution by inductance. If the voltage distribution as determined by these factors is not the same an

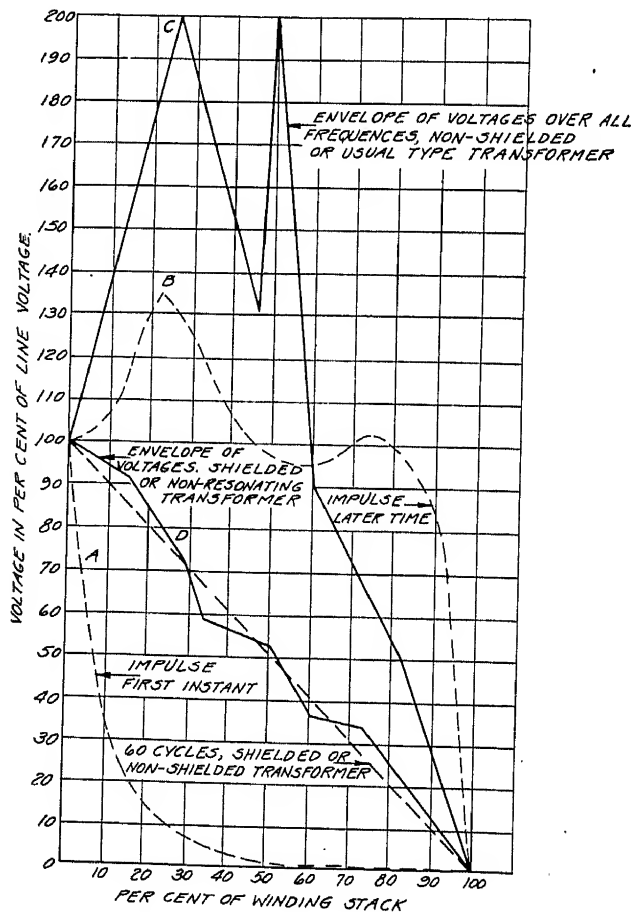


Fig. 25. Envelope of voltage distribution at all frequencies of shielded (non-resonating) and non-shielded transformers.

oscillation results until the distribution corresponds to that of the inductance. The shields make the capacity and inductance distribution correspond. The action of the capacity is instantaneous and there is no oscillation.

Fig. 26a. shows an approximate equivalent diagram for the usual transformer. Fig. 26b. shows a shield added. Fig. 26c. shows the effect whereby a number of equal capacities to ground are connected

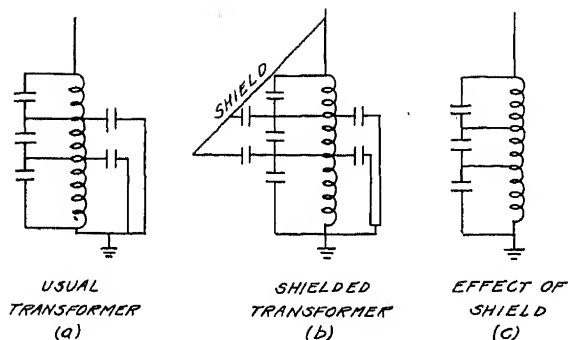


Fig. 26. Diagrammatic arrangements of inductance and capacitance in shielded and non-shielded transformers.

to the winding at equal intervals. Fig. 28 shows the voltage at various parts of the winding for a wave having a five m.s. front chopped by a line insulator and corresponds to waves measured in practice.

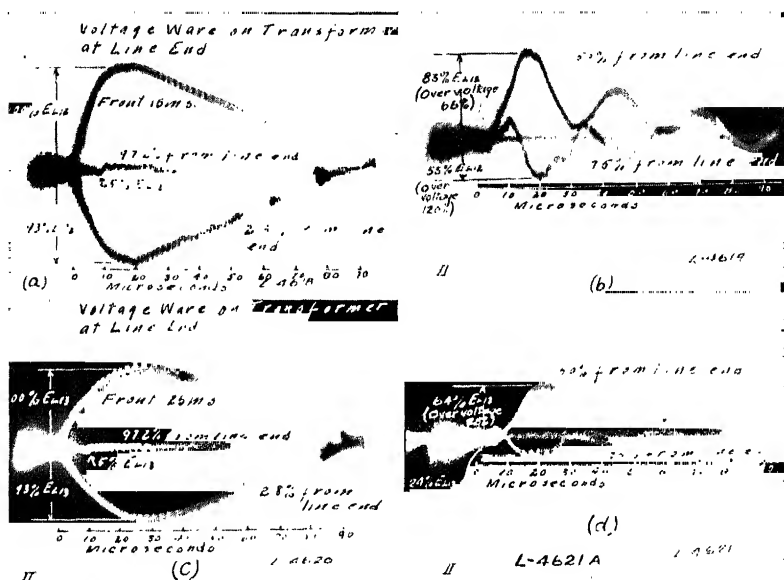


Fig. 27. Oscillographic study of transient voltage distribution in ordinary or non-shielded transformers.  
(Waves of long front.)

The distribution in percent of the voltage applied at the line end is as follows: 100% voltage at 97.2% of winding from ground; 82% voltage 83.3% from ground; 95.5% voltage 75% from ground; 62.3% voltage 50% from ground; 51% voltage 33.3% from ground; 79% voltage 25% from ground; 79% voltage 16.6% from ground; 12.9% voltage



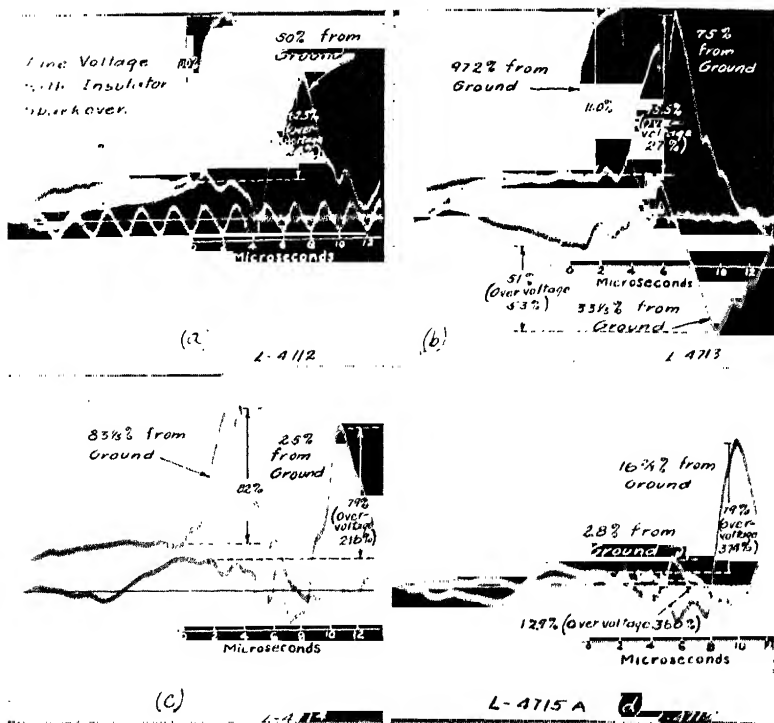


Fig. 28. Oscillographic study of transient voltage distribution in ordinary or non-shielded transformers.  
(Chopped wave.)

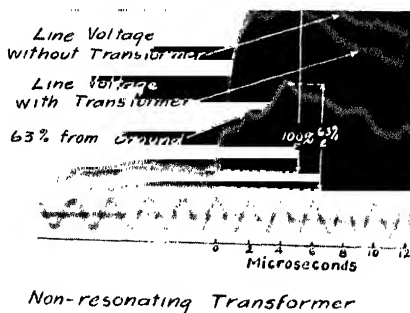


Fig. 29. Transient voltage distribution in shielded or non-resonating transformer.

2.8 % from ground. The difference in the shapes of the waves at various parts of the winding from the applied wave is evidence of oscillations. Fig. 27 is a very long wave. One record, Fig. 29, is sufficient to show the result when the transformer is shielded. The applied waves are shown with and without the transformer as well as a wave taken at a point in the winding 63 % from ground. The voltage at the 63 % point is 63 % of the applied voltage and the wave is exactly the same as the applied. This shows equal distribution and no oscillation. Fortunately, the shield is mechanically simple and can be incorporated readily in the standard transformers of core type design.

By referring to Fig. 25 it can be seen that the internal voltages produced in the ordinary transformer by oscillations, such as switching surges, are for the same initial voltage, about twice those produced by lightning impulse. On many lines the switching surges may be about half the lightning voltages. Thus, although they may not be high enough to cause outages, they may cause dangerous internal voltage of the same order as those caused by lightning in the ordinary transformer.

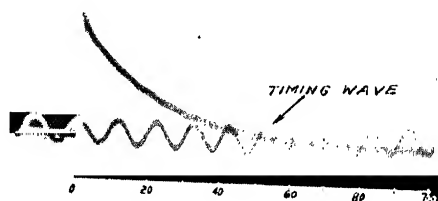
What has been said of the transformer applies to other apparatus containing inductance and capacitance, such as generators, etc.

Fig. 30 shows how choke coils or series inductances, if not shunted by resistance, may cause very high voltages or oscillations.

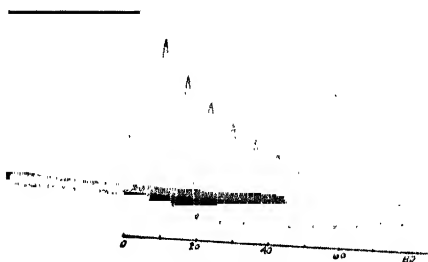
## 6. Conclusions, Coordination of Transformer Insulation and Line Insulation

It has been pointed out that the location of a line is very important. A study of most lines shows that a large percentage of over-voltages occur on limited sections of the line. (Fig. 16.) If such sections could be located before the construction of the line, it is possible that the route could be changed to avoid them or extra precautions could be taken. It has further been shown that lightning voltages are independent of operating voltages and depend upon the height of the line; that ground wires reduce lightning voltages; that the lightning sparkover voltage of insulators and the breakdown voltage of apparatus is known. A study of various factors shows that a line of moderate height, protected by ground wires and properly insulated could usually be made lightning-proof against induced voltages at a reasonable cost. It is of particular interest that experience curves, plotted from data obtained on actual lines (Figs. 23 and 24) seem to confirm the methods employed in designing lines from the standpoint of lightning and arrived at in an entirely different manner. From these curves the expected yearly outages can be estimated. The value of adding insulators or ground wires can also be determined. In order to make a line immune from direct strokes the necessity of ground wires above the line is almost obvious. With ground wires the stroke would usually take place to the wires and then along the wires to the tower, preventing insulation arcover. However, where the line is badly exposed to direct strokes, where the spans are long or where the grounding resistance is high, special precaution should be taken in the design of the tower to prevent side-flashes from ground wire to conductor. To assure immunity from

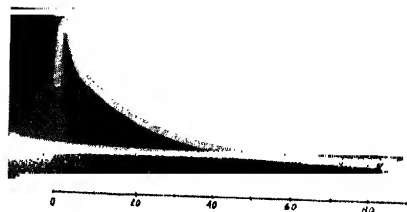
direct strokes to the conductor, rods at the towers or alongside the line, or additional overhead ground wires might be used, and special precautions taken as to length of span, resistance to ground, distance from conductor to ground wire, etc. A ground wire can only be effective against direct strokes if the ground resistance is very low. Induced



a.



b



c

Fig. 30. Oscillograms showing effect of series inductance or choke coils (with and without parallel resistances) on traveling waves.

*a* Traveling wave before reaching inductance — *b* Oscillation and increase in voltage between inductance and transformer (This part of wave has passed through inductance) — *c* Same as *b* but oscillation prevented by paralleling coil with proper value of resistance.

voltages probably cause the majority of outages on low voltage lines, while direct strokes become of relatively more importance in the percentage of outages on highly insulated lines.

Since the limit of the voltage on any line is the lightning sparkover voltage of the insulator, it is very important, when designing a system, to so proportion the insulation that the lightning strength of the transformer is higher than the lightning breakdown voltage of the line insulators in the vicinity of the station [11]. The transformer should not be weaker than the adjacent insulation. Proper coordination should always be made. (Table VII.) Efficient lightning arresters to keep the transient voltage level below these values are a proper part of the complete equipment. The insulators on the remainder of the line may be as strong as desired.

Table VII<sup>1</sup>

Line Voltage (KV eff.)	Standard A. I. E. E. Transformer Testing 60 Cycle Voltage — Twice Line Voltage Plus One KV for One Minute (KV eff.)	Number of Suspension Insulator Units (5— $\frac{3}{4}$ ," spacing 10" diam.)	60 Cycle Flashover Voltage of Insulator Units (KV eff.)
69.0	139.0	4	250
73.0	147.0	4	250
92.0	185.0	6	355
115.0	231.0	7	405
138.0	277.0	8	455
161.0	323.0	10	550
196.0	393.0	12	640
230.0	461.0	14	725

<sup>1</sup> This table applies for a transformer tested at 60 cycles according to the above A. I. E. E. values. The fourth column gives the 60 cycle sparkover of the corresponding number of units in the third column. Where units of different spacings than those in the latter column are to be used, a sufficient number should be selected to give a flashover voltage corresponding to the value given in the fourth column. Suspension insulators of the same string length have approximately equal sparkover voltages. If the line insulation at the transformer is in excess of the tabulated value the 60 cycle transformer test should be increased proportionately. The above applies only to suspension insulator strings as pin type insulators and bushings must be considered separately because of different impulse ratios.

The grading shield not only reduces the maximum stress on a line but increases the arcover voltage and causes the arc to clear the string. The horn and similar arcing devices cannot cause the arc to clear without a serious reduction of the flashover voltage. The ideal line would thus be as low in height as practicable, be protected by one or more ground wires, and be well insulated with insulators protected by grading shields. Unavoidably exposed sections on the right of way should have extra insulation and additional ground wire protection. The transformer insulation should be stronger than the sparkover voltage of the insulators in the immediate vicinity of the line. By immediate vicinity it is meant that the coordinated insulation should start within about 100 ft. (30 m) of the apparatus and preferably extend out about one half mile (0.8 km). In lieu of this, a spark gap within 100 feet (30 m) of the apparatus and set lower than the normal line insulation could be used. Series inductance or choke coils may cause increased voltages and oscillations

if not shunted by resistances of the proper values. As pointed out above, such coordination of the insulation should not increase outages because a very small percentage of the line is involved. As a precaution extra ground wires may be added on the coordinated section to provide against local storms. With extra ground wires the lightning voltages can be reduced in proportion to the reduced insulator strength. This coordination of insulation has been in effect now for several years on one system with results as anticipated. It is not intended to take the place of the lightning arrester, as good lightning arresters are to be recommended as in the past. It is possible that practicable arc interrupting devices may be developed sometime in the future to be installed on every insulator string.

### Zusammenfassung

Die höchsten Beanspruchungen, denen Transformatoren und Übertragungsleitungen unterworfen sind, verursachen Blitzspannungen. Sie sind mehr von der Lage und der geometrischen Anordnung der Leiter als von der normalen Netzspannung abhängig. Aus diesem Grund sollte die Anordnung der Leiter mehr als die normale Netzspannung bestimmend für die Auswahl der Isolatoren und Isolation sein.

Blitzspannungen an irgendeiner Leitung hängen von deren Höhe über der Erde ab und können abgeschätzt werden. Erdseile sind von Vorteil, sowohl für induzierte Spannungen als für direkten Blitzschlag. Wenn die Überschlagsspannung der Isolatoren geringer ist als die Blitzspannungen, die auf der Leitung auftreten, wird die Leistungsübertragung unterbrochen. Kurven, die die Blitzfestigkeit der Apparate und Leitungsisolatoren zeigen, sind aufgenommen worden, unter Benutzung von standardisierten Wanderwellen des Laboratoriums. Es ist sicher, daß Wanderwellen herrührend von Blitzen ganz verschiedene Werte haben können, und daß sich die Überschlagsspannung der Isolatoren mit der Wellenform ändert. Aber es hat sich ergeben, daß für ziemlich alle beobachteten Wanderwellen, die Überschläge an Hochspannungsleitungen verursachen, die Überschlagsspannung 1,8mal (und mehr) höher ist als die Überschlagsspannung für 60 Perioden. Dies wurde gezeigt durch wirkliche Spannungsmessung, und den Grund dafür fand man mit Hilfe des Kathodenstrahl-Oszillographen. In Wirklichkeit erfolgt der Überschlag wahrscheinlich meistens an der Wellenstirn. Für Arbeiten im Laboratorium hat man gefunden, daß es vorteilhaft ist, nur eine bestimmte Welle zu benutzen, die dieselben Resultate gibt.

Hohe induzierte Spannungen können nur auftreten bei äußerst schnellen Wolkenentladungen, und sie müssen daher eine steile Stirn haben. Deshalb werden induzierte Spannungen die Hauptursache für Störungen an mittelmäßig isolierten Leitungen sein, während direkte Einschläge die Mehrzahl der Störungen an hochisolierten Leitungen verursachen. Eine gegen Blitzstörungen höchst widerstandsfähige Leitung kann konstruiert werden, wenn man den Grundsätzen folgt, die durch die Forschung aufgestellt worden sind. Die Leitungsführung ist wichtig. Besondere Vorsichtsmaßregeln sollten getroffen werden an besonders schlechten Abschnitten der Leitungen. An diesen Abschnitten sollten mehr und besser geradete Erdkabel verwendet werden. An einigen Leitungen oder Abschnitten von Leitungen können Ableiter benutzt werden, die die Ableitung der Blitzwellen gestatten, ohne daß der Netzstrom nachfolgen kann.

Kurven, die die zu erwartenden Unterbrechungen für hundert Meilen irgendeiner Leitung im Jahr zeigen, wurden gefunden durch statistisches Studium vieler

Leitungen. Diese Kurven zeigen, daß Unterbrechungen fast vollständig vermieden werden können, wenn eine Leitung nach obigen Grundsätzen für höchste Widerstandsfähigkeit gegen Blitz konstruiert wird. Dadurch ist eine weitere Übereinstimmung gefunden zwischen dem Studium der Vorgänge im Laboratorium und dem der wirklichen Vorgänge an Übertragungsnetzen, die zusammengefaßt und besprochen werden.

Wenn Transformatoren und andere Apparate Blitzspannungen unterworfen sind, ist die Verteilung der Beanspruchungen vollständig verschieden von denen für normale Netzspannungen. Tatsächlich kommen sehr hohe lokale Spannungen vor. Als Ergebnis der Forschung ist eine vollständig neue Art von Transformatoren entwickelt worden, in welchen die Verteilung der Spannungen für alle Ausgleichsvorgänge dieselbe ist als für normale Netzspannungen. Lokale Beanspruchungen sind von 80 auf 1 heruntergesetzt worden.

Der Verlauf der Spannungen an Knotenpunkten von Leitungen und Kabeln wird gegeben. Es wird gezeigt, daß Drosselspulen und Serieninduktanzen unter Umständen gefährlich sind.

Die Zuordnung von Transformatorisolation und Leitungsisolation ist wichtig, und die Transformatorisolation sollte so bemessen sein, daß sie stärker ist als die Leitungsisolation in der Nähe des Transformators und daß Überschläge außerhalb des Transformators vor dem Durchschlag innerhalb der Windung stattfinden.

### Bibliography

- [1] *F. W. Peek Jr.*, Lightning-Progress in Lightning Research in the Field and in the Laboratory. Trans. A. I. E. E. 1929, Vol. 48, p. 436.
- [2] *E. S. Lee* and *C. M. Foust*, The Measurement of Surge Voltages on Transmission Lines Due to Lightning. Trans. A. I. E. E. 1924, p. 339. — *J. F. Peters*, The Klydonograph. Electrical World 1924, Vol. 83, p. 769.
- [3] *F. W. Peek Jr.*, Lightning. Journal Franklin Inst. Feb. 1925.
- [4] *F. W. Peek Jr.*, Lightning. World Engineering Congress, Tokyo, Japan, Oct. 1929; General Electric Review Nov. and Dec. 1929; International Conference Paris 1929.
- [5] *F. W. Peek Jr.*, The Effect of Transient Voltages on Dielectrics. Trans. A. I. E. E. 1915, Vol. 34, p. 1857.
- [6] *F. W. Peek Jr.*, The Effect of Transient Voltages on Dielectrics. Trans. A. I. E. E. 1923, Vol. 42, p. 940.
- [7] *F. F. Brand* and *K. K. Palueff*, Lightning Studies on Transformers with the Cathode Ray Oscillograph. Trans. A. I. E. E. 1929.
- [8] *W. W. Lewis* and *C. M. Foust*, Lightning Investigation on Transmission Lines. — *N. N. Smeloff* and *A. L. Price*, Lightning Investigation on the 220 KV System of Penn. Power & Light Co. — *Philip Sporn* and *W. L. Lloyd Jr.*, Lightning Investigation on the Ohio Power Co. System. Trans. A. I. E. E. 1929.
- [9] *W. W. Lewis*, *J. G. Hemstreet*, *J. R. Eaton*, *Philip Sporn* and *N. N. Smeloff*, Symposium on Surge Voltage Investigations. Trans. A. I. E. E. Oct. 1928, Vol. 47, p. 1111—1154.
- [10] *L. V. Bewley*, Traveling Waves Due to Lightning. Trans. A. I. E. E. 1929.
- [11] *V. M. Montsinger* and *W. M. Dann*, Impulse Strength of Transformers. World Power Congress Berlin, Germany, June 1930.

Deutschland

## Gewitterforschungen und Blitzschutz

Studiengesellschaft für Höchstspannungsanlagen

*Prof. A. Matthias*

### Gewitter als Störungsquelle für Elektrizitätswerksanlagen. Ergebnisse mehrjähriger Betriebsberichtsammlung

In Deutschland hat eine systematische Sammlung und zentrale Bearbeitung der Gewittererfahrungen der Elektrizitätswerke im Jahre 1925 begonnen [1]. Sie wurde in der Studiengesellschaft für Höchstspannungsanlagen durchgeführt, welcher die 60 größten Elektrizitätswerksunternehmungen, die namhaftesten Fabriken für Hochspannungsmaterial sowie einige Hochschulprofessoren angehören.

Aus den Ergebnissen ist hervorzuheben:

Die Zahl der Betriebsstörungen und Schäden nimmt mit zunehmender Betriebsspannung sehr stark ab. Bei 100 kV hat man nur noch wenige Prozent der Störungszahlen erhalten, die bei 10 kV auf gleiche Leitungslänge entfallen. Es ist dabei zu berücksichtigen, daß die Netze höherer Spannung moderner und sicherer gebaut sind.

Die Zahl der Betriebsunterbrechungen ist sehr abhängig von der Disposition und der Güte des Relaischutzes des Netzes. Ungünstigen Erfahrungen bei Netzen mit veraltetem Überstromschutz stehen sehr günstige Ergebnisse bei Anlagen mit modernem Selektivschutz gegenüber.

Mit Erdseilen liegen günstige Erfahrungen vor. Werke, welche Leitungen mit und ohne Erdseil betrieben haben, treten für sie ein. Auch bei nachträglichem Einbau haben sich mehrfach die Verhältnisse gebessert.

Direkte Blitzeinschläge erzeugen nicht immer Brandspuren an den getroffenen Stellen. Es gibt auch Einschläge mit großflächigem Stromeintritt in Metallteile. Zum Vergleich sei erwähnt, daß es Einschläge in Nadelholzbäume gibt, bei denen ohne sichtbare Spuren an den Nadeln der Stamm zersplittert wird.

Während Eisenmasten keinen Schaden erleiden, werden ungeerdete Holzmasten bei Blitzeinschlägen in die Leitung gewöhnlich zersplittert. Eine Erdungsleitung mäßigen Querschnitts dagegen schützt im allgemeinen den Mast.

Bezüglich der Isolatoren zeigt sich ein wesentlich ungünstigeres Verhalten der Stützenisolatoren gegenüber den Kettenisolatoren. Dabei sind allerdings die in Deutschland in den letzten Jahren entwickelten

Stützenisolatoren verstärkter Bauart in der Statistik noch nicht in Erscheinung getreten.

Unter den Kettenisolatoren ist das schlechtere Verhalten der Hewlett-Type gegenüber den Kappentypen bei Gewitterbeanspruchungen sehr deutlich hervorgetreten. Hewlett-Isolatoren ergaben im Durchschnitt mindestens die doppelten Schadenzahlen auf gleiche Stückzahl. Wegen dieser geringeren Gewitterfestigkeit werden solche Isolatoren in Deutschland in letzter Zeit kaum noch verwendet. Auch die Gefahr des Abbrennens der Seilschlingen durch Lichtbögen spricht gegen sie.

Es ist mehrfach eine Zunahme der Gewitterschäden in Stationen beobachtet worden, wenn bei sonst gleichen Verhältnissen die Leitungen besser isoliert wurden.

Transformatorenschäden sind an modernen Groß-Transformatoren selten. Sie treten auch im allgemeinen bei Überschlügen an den Transformatorenklemmen nicht auf. An Netztransformatoren überwiegen die Schäden an den Durchführungen, an zweiter Stelle folgen Windungsschlüsse. Auch die Transformatorenschäden nehmen bei Erhöhung der Leitungsisolation zu. Einige Werke haben daher Netztransformatoren mit besonders hoher Isolierung eingeführt; soweit Erfahrungen bereits vorliegen, mit gutem Erfolg.

Sehr günstige Erfahrungen liegen mit Erdschlußlöschrichtungen, insbesondere mit der häufig in Deutschland verwendeten, im Nullpunkt angeschlossenen Erdschlußspule vor. Die zahlreichen Fälle, in denen bei Gewitter die Erdschlußspule anspricht, ohne daß Netzauslösungen erfolgen, weisen auch darauf hin, daß eine große Anzahl von Gewitterstörungen nur einphasige Erdschlüsse erzeugt. Sichere Werte für das Verhältnis der einphasigen zu den mehrphasigen Gewittererdschlüssen konnten allerdings leider noch nicht gewonnen werden.

Die Erfahrungen mit den früher eingebauten Schutzapparaten sind nicht ermutigend. Ihr Schutzwert ist nicht offenkundig geworden; die Zahl der Störungen, welche an ihnen selbst aufgetreten sind, ist verhältnismäßig hoch.

Besonders aufschlußreich waren Hunderte von Einzelberichten, die zum schnelleren Vergleich in übersichtlichen schematischen Bildern dargestellt wurden [1, 2].

Zwei Tatsachen ließen sich aus ihnen vor allem deutlich erkennen:

1. Auf den Leitungstrecken treten die Gewitterschäden fast stets ganz lokal auf. Ein gradueller Unterschied besteht dabei zwischen geerdeten und ungeerdeten Masten. Bei geerdeten Eisenmasten sind es meist nur einige wenige, dicht nebeneinanderstehende Masten, an denen Isolatoren überschlagen und bei ungeeigneter Konstruktion beschädigt werden. Bei ungeerdeten Holzmasten werden zwar die Isolatoren seltener zertrümmert, dagegen werden öfters ganze Reihen aufeinanderfolgender Masten zersplittert.

2. In Stationen treten die Schäden zu einem überwiegenden Teil als Überschlüge gegen Erde auf. Besonders häufig ereignen sich solche Überschlüge in der Nähe von Reflexionspunkten, wie offenen Trennschaltern und konzentrierten Induktivitäten.



Wenn Drosselspulen als Sprungwellenschutz vor den Transformatoren liegen, treten öfters Überschläge auf dem Wege zwischen Spule und Transformator auf. Durch Laboratoriumsversuche ist im Einklang mit der Theorie klargestellt worden [3, 4], daß in solchen Fällen bei auftretenden Wanderwellen lokale Schwingungen vor dem Transformator entstehen können.

Auch Überschläge an ungeerdeten Nullpunkten von Transformatoren sind bei Gewitter vorgekommen. Sie erklären sich vermutlich durch Nullpunktschwingungen [4].

Im Zusammenhang mit Gewittereinflüssen sind auch häufig in kleinen Netzstationen Schmelzsicherungen vor den Transformatoren durchgeschmolzen, ohne daß die Transformatoren beschädigt wurden. Für diese Erscheinung sind die verschiedensten Erklärungen nachgeprüft worden; die wahrscheinlichste bzw. häufigste ist, daß Überschläge an den Klemmen der Transformatoren die meist schwachen Sicherungen schnell zum Abschmelzen bringen und dadurch in den meisten Fällen Beschädigungen an den Transformatoren vermeiden, fast ohne sichtbare Spuren zu hinterlassen. Solche Überschläge kommen auch unter dem Transformatordeckel vor.

Aus diesem Erfahrungsmaterial und den Befunden auf der Strecke und in den Stationen konnte mit ziemlicher Sicherheit folgender Schluß gezogen werden:

Diejenigen Gewittereinflüsse, welche den Betrieb ernstlich gefährden, treten in Form von Wanderwellen auf. Ihr Entstehungsgebiet ist räumlich eng begrenzt, ihre Stirn ist verhältnismäßig steil.

Besonderes Augenmerk ist von Anfang an auf die Frage gerichtet worden, welche Störungen von direkten Blitzeinschlägen in die Anlage herrühren, und welche durch indirekte Einwirkungen infolge schneller Feldänderungen bewirkt werden.

Diese Frage spitzte sich bald auf die folgende zu:

Handelt es sich bei diesen Wanderwellenbeanspruchungen überhaupt noch um indirekte Einwirkungen oder sind alle diese Fälle vielleicht gar direkte Einschläge in die Leitung?

Es mag auf den ersten Blick überraschend erscheinen, daß diese Klärstellung außerordentlich mühsam ist. Die Elektrizitätswerke wurden bereits im Jahre 1925 auf die Wichtigkeit dieser Frage aufmerksam gemacht [5]. Unter der großen Zahl von Einzelberichten sind nur wenige, bei denen über diesen Punkt sichere Angaben vorliegen. Das ist verständlich,

1. weil man bei der Ausdehnung der elektrischen Leitungsstrecken gewöhnlich auf die Beobachtungen fremder Leute angewiesen ist;
2. weil im Moment des Einschlages selten jemand sich gerade in der Nähe der Einschlagstelle befindet und sein Augenmerk auf den getroffenen Punkt richtet;
3. weil bei Überschlägen an der Leitung die Beobachter durch nachfolgende Lichtbögen leicht geblendet und irregeführt werden;
4. weil man bei Blitzeinschlägen nicht immer Brandspuren an getroffenen Metallteilen findet.

Selbst in Fällen, in denen in der Nähe der Leitung Blitzzeinschläge nachher festgestellt worden sind, ist die Annahme berechtigt, daß außerdem noch ein zweiter Blitzschlag oder eine Verästelung des Hauptstrahls auf die Leitung niedergegangen ist und die beobachteten Störungen hervorgerufen hat. Dagegen verdienen die Fälle besondere Beachtung, in denen ein Blitzschlag nachweislich in der Nähe einer Leitung niedergegangen ist, die Leitung selbst aber nicht gestört wurde.

### Notwendigkeit klarer Erkenntnis der physikalischen Zusammenhänge für die Lösung der Blitzschutzfrage

In früheren Entwicklungsjahren der Elektrotechnik hatte man mannigfaltige Schutzapparate gegen Gewittereinwirkungen entwickelt und in großer Zahl in die Anlagen eingebaut, ohne sichere Kenntnis der elektrischen Vorgänge, die man bekämpfen wollte.

Erst durch den unbefriedigenden Schutzwert derartiger Apparate wurde man in der Elektrotechnik auf die Notwendigkeit aufmerksam, die Vorstellungen, die man sich von den Beeinflussungen gemacht hatte, durch geeignete Messungen zahlenmäßig nachzuprüfen. Insbesondere kam es darauf an zu wissen, wie schnell die elektrischen Vorgänge bei Gewittern sich abspielen.

Das Beobachtungsmaterial der meteorologischen und physikalischen Institute genügte für den Zweck nicht, da deren Registrierungen viel zu langsam aufgezeichnet wurden. Bestenfalls wurde mit Einstellzeiten von der Größenordnung einer Sekunde gearbeitet.

Untersuchungen, welche *de Bois* im Jahre 1913 ausgeführt hat [6], ließen zwar schnellere zeitliche Änderungen erkennen, aber wegen der Unübersichtlichkeit seiner Antennenanlage sich nicht zahlenmäßig verwerten.

Den Bedürfnissen der Elektrotechnik entsprechende Messungen wurden erstmalig in Schweden von Dr. *Norinder* ausgeführt [7]. Diese Arbeiten haben zu ähnlichen Untersuchungen in Deutschland angeregt. Es ist erfreulich, daß anschließend auch in anderen Ländern, und zwar in der Schweiz und vor allem in großem Maßstab in Amerika, auf diesem Gebiet systematische Arbeiten in Angriff genommen worden sind.

Die im Jahre 1925, bei Beginn der deutschen Arbeiten, vorliegenden Ergebnisse *Norinders* waren an Drahtantennen erhalten worden. Zur Aufnahme diente teilweise ein schnell registrierendes Hochspannungselektrometer, teils ein Kathodenoszillograph. Aus den Ergebnissen sei hervorgehoben:

1. Die Feldstärke unter der Gewitterwolke, welche aus den Meßergebnissen berechnet wurde, war sehr hoch; bis 100 kV/m und mehr.
2. Die Geschwindigkeiten, mit welchen diese Feldstärke sich zeitlich änderte, waren nur mäßig.

*Norinder* hat bereits aus seinen Zahlenergebnissen geschlossen, daß selbst die große Höhe der von ihm angegebenen Feldstärken wegen ihrer geringen Änderungsgeschwindigkeit keine allzu große Gefahr für elektrische Anlagen bieten konnte, insbesondere war zu vermuten, daß die indirekten Einwirkungen kaum eine große Rolle in der Praxis spielen könnten.

Es war aber noch offen, ob nicht doch schnellere Änderungen über einen größeren Zeitraum vorkommen, die durch das noch immer sehr langsam registrierende Elektrometer nicht festzustellen waren. Andererseits waren die oszillographischen Aufzeichnungen noch nicht in genügendem Umfange zur Entscheidung dieser Frage ausreichend.

### Deutsche Messungen über Gewittereinflüsse

In Deutschland wurden derartige Messungen im Jahre 1925 durch die eingangs erwähnte Studiengesellschaft nach folgendem Plane begonnen:

- a. Die elektrischen Erscheinungen unter der Gewitterwolke sollten zunächst so unmittelbar wie möglich erfaßt werden, unbeeinflußt von unkontrollierbaren Rückwirkungen der Leitungsnetze und ihrer Betriebsverhältnisse; daher wurden Messungen an antennenartigen Vorrichtungen fernab von Hochspannungsleitungen vorgesehen. Durch sie sollten sichere Unterlagen für die rechnerische Verfolgung von Störungsmöglichkeiten gewonnen werden.
- b. Hierfür wurde zunächst eine mittlere Registriergeschwindigkeit gewählt, um einerseits schnellere zeitliche Änderungen zu erfassen, als das mit dem *Norinderschen* Elektrometer möglich war, andererseits auch, um zunächst einen größeren Überblick über einen längeren zusammenhängenden Vorgang zu erhalten, der bei den Registrierungen kurzer Ausschnitte mit dem Kathodenoszillographen verlorengegangen wäre.
- c. Um einen größeren Überblick über die physikalischen Zusammenhänge zu erhalten, sollten mehrere physikalische Größen gleichzeitig registriert werden. Als Aufnahmeinstrument wurde ein Schleifenszillograph mit sechs Meßschleifen gewählt.
- d. Nach Erhalt eines solchen Überblicks sollte mittels eines Kathodenoszillographen untersucht werden, ob bei nahen Blitzeinschlägen steilere Vorgänge vorkommen, die mit dem Schleifenszillographen nicht zu erfassen waren.
- e. Als Ergänzung hierzu sollten Aufnahmen an praktischen Hochspannungsleitungen während des Gewitters mit dem Kathodenoszillographen dienen.

Die ersten Messungen wurden in einer in Wünsdorf bei Berlin errichteten Gewitterstation vorgenommen, die auf einem ebenen, freien Gelände unterirdisch angelegt wurde [2]. Die Größen, welche gemessen wurden, sind in Abb. 1 durch einen schematischen Oszillogramm-Ausschnitt erläutert.

Es stellen dar:

die 3. Kurve ein Maß für die elektrische Feldstärke über der Erdoberfläche, ausgedrückt durch die Amplitude einer Wechselstromkurve, die mit einer neuartigen Meßvorrichtung nach Art einer elektrostatischen Maschine aufgenommen worden ist;

die 4. Kurve ein Maß für die zeitliche Änderung der elektrischen Feldstärke, aufgenommen durch den Strom, welcher von einer geerdeten Antenne zur Erde fließt. Die Integration der Ausschlagsfläche der

$dE/dt$ -Kurve muß den Wert des Feldsprunges ergeben, der sich für den gleichen Zeitraum aus der Feldstärkenkurve unmittelbar ablesen läßt. Abb. 2 erläutert diesen Zusammenhang schematisch;

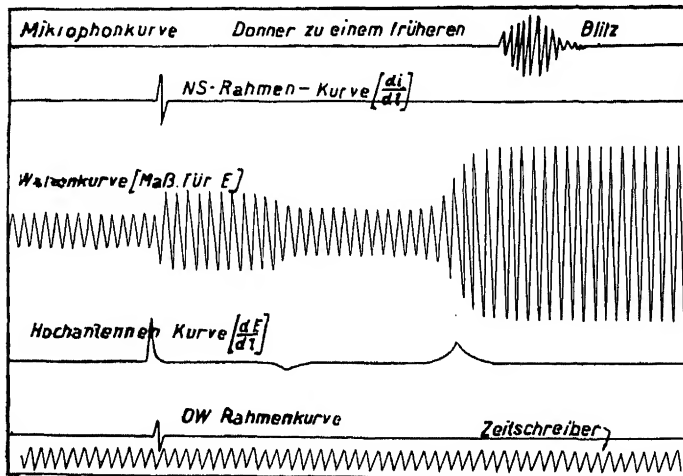


Abb. 1. Schematisch dargestellter Ausschnitt eines Wünsdorfer Oszillogramms.

die 2. und 5. Kurve ein Maß für die zeitliche Änderung des durch den niedergehenden Blitz in seiner Umgebung hervorgerufenen magnetischen Feldes. Sie sind aufgenommen mittels zweier unter einem rechten Winkel

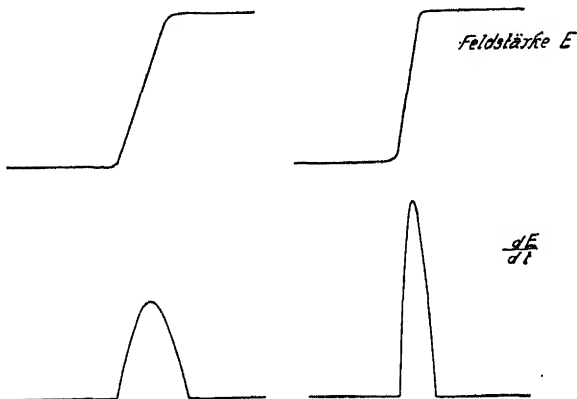


Abb. 2. Schematische Darstellung der Feldstärke und ihre zeitliche Änderung

gekreuzter Rahmenantennen, so daß sie zwei Komponenten aufzeichnen, aus denen man die Richtung zur Blitzeinschlagstelle anpeilen kann.

Die Auswertung der Blitzstromstärke aus diesen Kurven ist natürlich nicht sehr genau, da die Flächen nur klein sind und die Schleifen den schnellsten Änderungen nicht folgen.

die 1. Kurve die Donneraufzeichnung mittels eines Mikrophons zur Abschätzung der Entfernung der Einschlagstelle aus der zeitlichen Verschiebung;

die 6. Kurve eine mit 50 Hz aufgezeichnete Eichkurve.

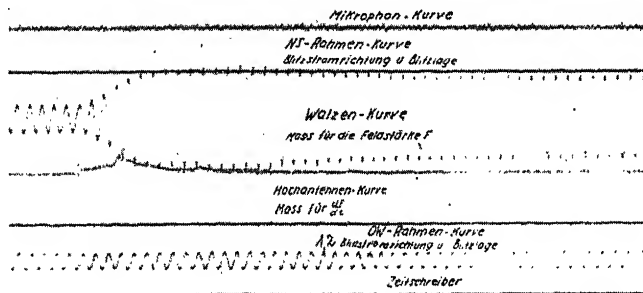


Abb. 3. Feldänderung am 11. August 1926.

Abb. 3 zeigt z. B. einen Ausschnitt aus einem Oszillogramm, bei dem man sehr deutlich eine verhältnismäßig langsame Feldänderung erkennt. Ein positives Feld wächst innerhalb eines Zeitraumes von 0,15 s von

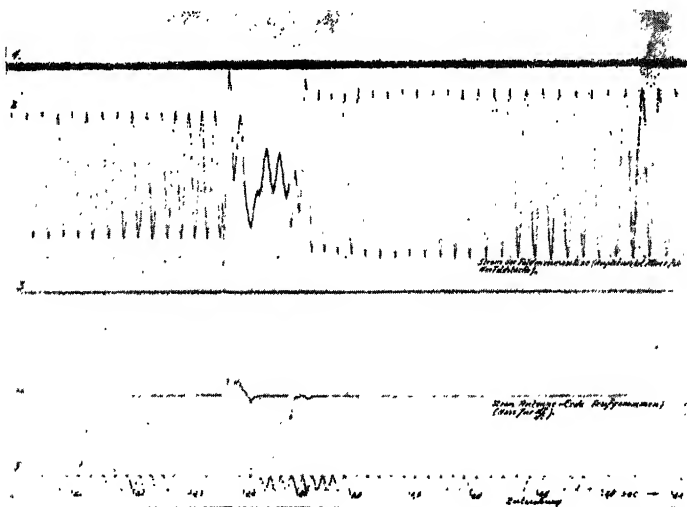


Abb. 4. Feldänderung am 11. Juni 1926.

4,6 kV/m auf 21,5 kV/m. Die Feldänderung erfolgt ruckweise. Ein Vertikalblitz ist bei diesem Vorgang nicht aufgezeichnet worden. Abb. 4 zeigt einen besonders interessanten Fall. Die Feldstärke kehrt sich hier um, was man einerseits in dem Überspringen einer Halbperiode in der E-Kurve, andererseits an dem Fehlen eines Vorzeichenwechsels in der

$dE/dt$ -Kurve erkennt. Der Feldstärkensprung beginnt mit  $-22 \text{ kV/m}$  und steigt auf  $+45 \text{ kV/m}$ . Wie an Abb. 5, in welcher der Feldstärkenverlauf des ganzen Oszillogramms enger zusammengerückt gezeichnet

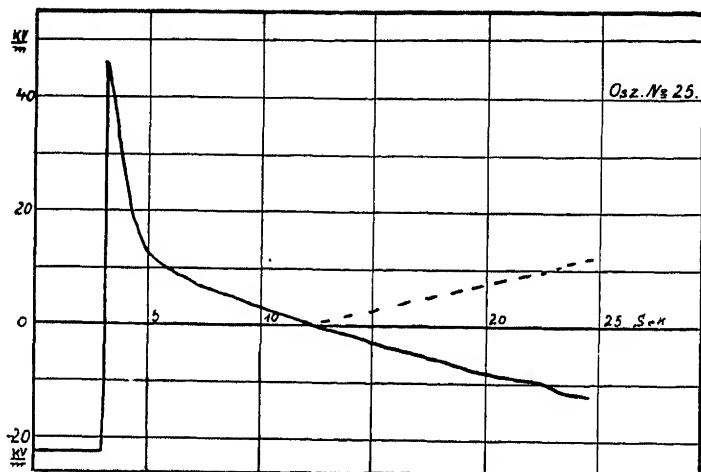


Abb. 5. Gesamtverlauf des Feldes zu Abb. 4.

ist, erkennbar, sinkt die Feldstärke bald wieder ab und geht nach 12 s wieder durch Null. Auch diesmal ist ein Vertikalblitz nicht aufgezeichnet worden.

Ein Vorgang mit einer Blitzaufzeichnung ist in Abb. 6 wiedergegeben.

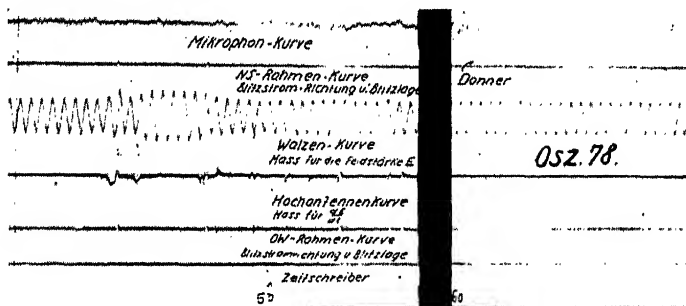


Abb. 6. Blitzschläge am 12. September 1926.

Aufnahmen dieser Art wurden hauptsächlich in den Jahren 1926 und 1927 gemacht [2, 8]. Im Sommer 1928 wurde außer der vorbeschriebenen Einrichtung noch ein Kathodenoszillograph in der Station aufgestellt, bei dem die Aufzeichnung auf einem fortlaufenden Filmstreifen erfolgte, der während des Betriebes kontinuierlich aus dem Hochvakuum herausbefördert wird. Die Zeitablenkung erfolgt bei einem Blitzschlag mit

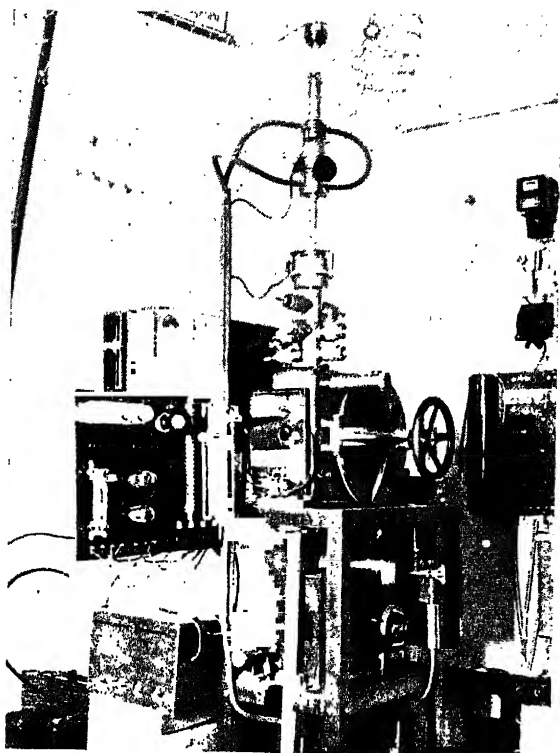


Abb. 7. Kathodenszillograph auf dem Monte Generoso.

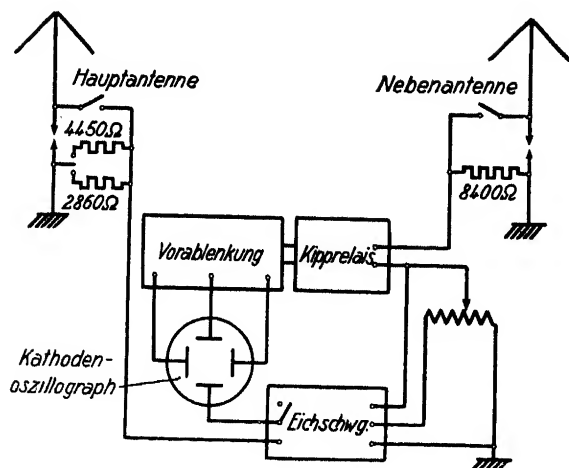


Abb. 8. Schaltung der Monte Generoso-Station.

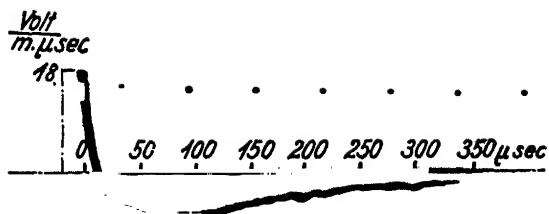


Abb. 9. Kathodenoszillogramm ( $dE/dt$ -Kurve bei einem Gewitter auf dem Monte Generoso am 28. 6. 1929).

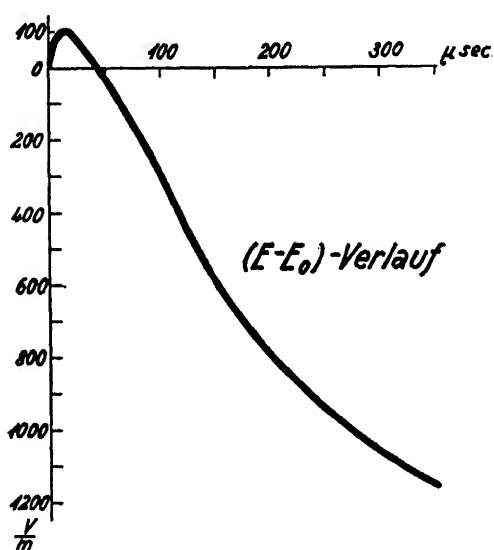


Abb. 10. Integralwert des Oszillogramms Abb. 9.



Abb. 11. Kathodenoszillogramm bei einem Gewitter auf dem Monte Generoso am 12. 6. 1929.



so großer Geschwindigkeit, daß hierfür der Film als ruhend betrachtet werden kann; eingetrückt wird diese Zeitablenkung durch das Gaborsche Kipprelais [9]; der Rückgang erfolgt automatisch.

Leider war im Sommer 1928 die Gewittertätigkeit so gering, daß keine bemerkenswerten Aufnahmen mit dem Kathodenoszillographen in Wünsdorf gemacht werden konnten. Darum wurde im Sommer 1929 dieser Apparat auf einem hohen, isoliert liegenden Berggipfel, nämlich dem Monte Generoso bei Lugano, aufgebaut. Dort waren nahe Blitzschläge wesentlich häufiger. Die Aufnahmen wurden an einer 50 m

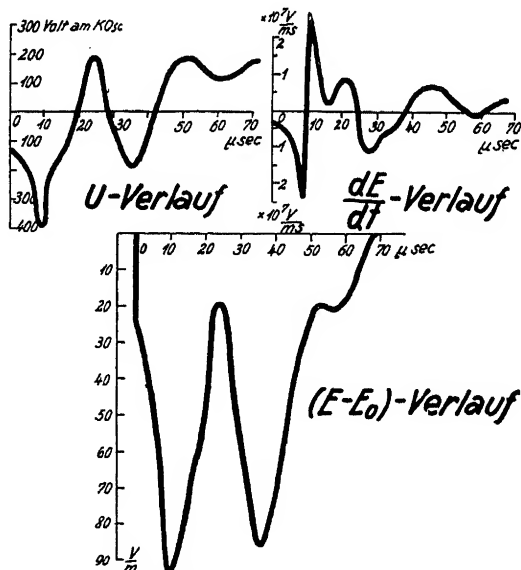


Abb. 12. Auswertung des ersten Oszillogramms auf Abb. 11.

langen Antenne mit einem Kathodenoszillographen gemacht, der in Abb. 7 gezeigt ist. Die Schaltung ist in Abb. 8 wiedergegeben.

Einige typische Aufnahmen dieser Station zeigen die folgenden Abbildungen. Bei der ersten der nachfolgenden Aufnahmen war die Antenne über einen Widerstand von nur etwa 4500 Ohm geerdet, wobei die aufgezeichnete Kurve etwa die Größe der  $dE/dt$ -Kurve wiedergibt (Abb. 9). Die Feldänderungsgeschwindigkeit beträgt dabei zu Anfang  $+18 \text{ V/m}$  und  $\mu\text{s}$ ; bei Nulldurchgang wird aus dem Feldanstieg ein Abstieg, der noch über den ganzen aufgenommenen Verlauf anhält. Daß aber dieser Vorgang recht harmlos ist, ergibt sich aus dem Integralwert des Oszillogramms (Abb. 10). In der Aufnahmezeit von  $350 \mu\text{s}$  hat sich die Feldstärke um nur etwa  $1,2 \text{ kV/m}$  geändert. Die Nulllinie ist willkürlich. Auf dem nächsten Filmstreifen (Abb. 11) sind 2 Aufzeichnungen kurz nacheinander gemacht; hierbei war der Widerstand des Antennenkreises so hoch, daß die Kurve erst durch ein graphisches Ver-

fahren umgezeichnet werden mußte. Abb. 12 zeigt oben links die erste der beiden Oszillogramm-Linien, oben rechts die daraus sich ergebende  $dE/dt$ -Linie und unten den zugehörigen Feldstärkenverlauf, der in diesem

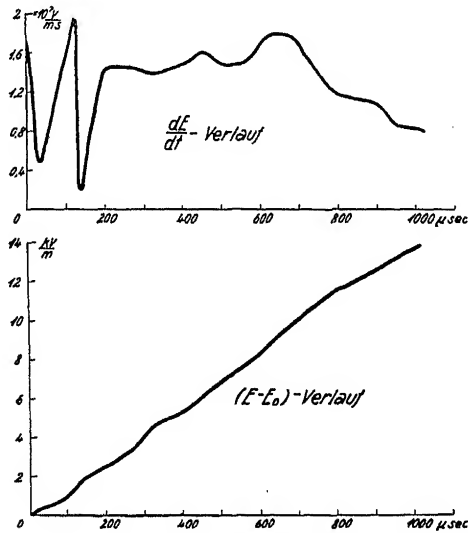


Abb. 13. Auswertung eines Oszillogramms vom 19. 8. 1929.

kurzen Zeitabschnitt nur geringe Änderungen aufweist. Die in Abb. 13 wiedergegebene Auswertung eines anderen Oszillogramms zeigt höhere

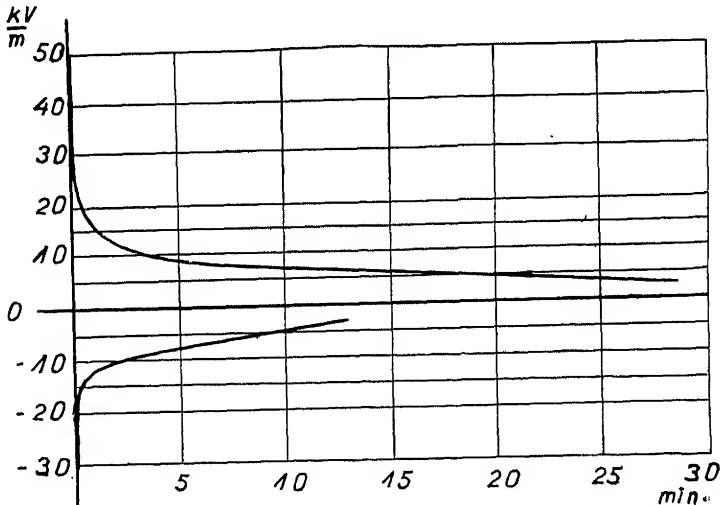


Abb. 14. Relative Häufigkeit verschieden großer luftelektrischer Feldstärken bei den Gewitteraufnahmen in Wünsdorf 1926.

Werte, nämlich eine Feldstärkenänderung um  $14 \text{ kV/m}$  innerhalb  $\frac{1}{1000} \text{ s}$ .

Faßt man die Ergebnisse der sehr zahlreichen Oszillogramme der Stationen Wünsdorf und Monte Generoso zusammen, so ergeben sich folgende Spitzenwerte:

Der höchste Wert der Feldstärke, der in Wünsdorf mit Sicherheit gemessen wurde, betrug  $+45 \text{ kV/m}$ , wobei durch das Pluszeichen ein auf die Erdoberfläche zu gerichtetes Feld gekennzeichnet werden soll. Abb. 14 zeigt die relative Häufigkeit der Felder der beiden Richtungen in der Gewitterperiode 1926. Die Kurven sind durch Addition aus sämtlichen Aufnahmezeiten ermittelt. Man erkennt daraus, daß Feldstärken von mehreren  $\text{kV/m}$  verhältnismäßig kurze Zeit andauern. Die positive Feldrichtung überwog während dieser Aufnahmezeit, jedoch war der Unterschied nicht sehr groß. Während eines Gewitters gab es häufige

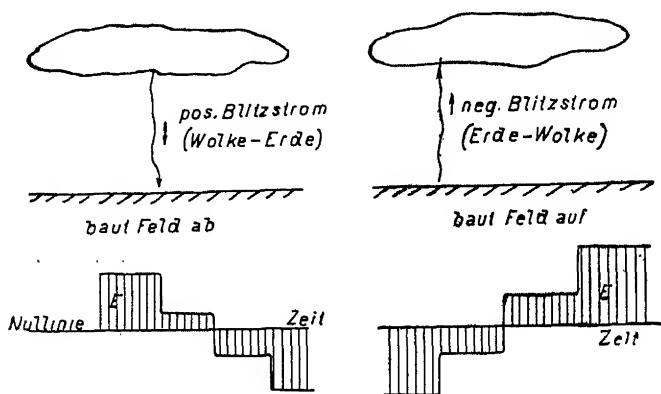


Abb. 15. Zusammenhang zwischen Blitzstromrichtung und Feldänderung.

Vorzeichenwechsel. Besonders interessant ist es, daß in der Regel bei Eintritt eines Blitzes in der Feldstärke ein Sprung im Sinne einer Zunahme in positiver Feldrichtung bzw. Abnahme in negativer Feldrichtung auftrat, und zwar ganz unabhängig davon, wie hoch gerade der jeweilige Absolutwert der Feldstärke in dem betreffenden Zeitpunkt am Beobachtungsorte war. Abb. 15 zeigt schematisch den Zusammenhang zwischen Blitzstromrichtung und Feldänderung. In Abb. 16 ist der Verlauf der Feldstärke für 2 Oszillogramme gedrängt zusammengezeichnet. Die angekreuzten Stellen entsprechen Blitzschlägen, die Zahl der Kreuze der jeweiligen Anzahl der Teilentladungen. *EW* bedeutet, daß der positive Strom von der Erde zur Wolke floß. Man erkennt in beiden Bildern, wie bei einem Blitzschlag die Feldstärke im allgemeinen einen Sprung nach der positiven Seite macht, daß aber dann im Verlaufe von durchschnittlich 1 min oder weniger ein langsamer Abfall erfolgt. Bei seiner Beurteilung muß auch die Wanderung der Wolken beachtet werden. Die Sprünge hatten nicht immer die angegebene Richtung, die entgegengesetzte war jedoch wesentlich seltener.

Ohne auf Einzelheiten einzugehen, sei darauf hingewiesen, daß die Vorzeichenwechsel des Feldes ein deutlicher Beweis für das Vorhandensein von Wolkenteilen mit verschiedener Ladung innerhalb einer Gewitterwolke sind, wie es sich insbesondere aus den von *Toepler* erörterten Anschauungen über die Gewitterelektrizität und das Entstehen von Blitzen ergibt. Auch *Norinder* hat solche Schlüsse aus seinen Aufnahmen gezogen. Die Richtungsempfindlichkeit unserer Apparate hat diese Tatsache noch deutlicher erkennen lassen.

Von besonderem Interesse für den Hochspannungstechniker ist die Geschwindigkeit, mit welcher die elektrische Feldstärke sich ändert. Die höchsten Werte, welche in Wünsdorf gemessen wurden, betrugen im Jahre 1926 1,8 V/m u.  $\mu$ s. Später wurden etwas höhere Werte ge-

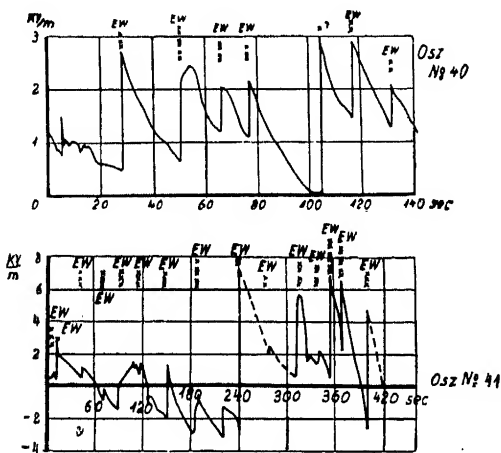


Abb. 16. Zusammengedrückte Darstellung zweier Wünsdorfer Oszillogramme. Die Kreuze bedeuten aufgezeichnete Blitzschläge.

messen; auf dem Monte Generoso wurden bis zu 20 V/m u.  $\mu$ s gemessen, und zwar aufgezeichnet über die ganze Dauer eines Oszillogramms; der Wert hat mindestens über einen Zeitraum von 1000  $\mu$ s bestanden. Einige kürzere Zeit andauernde Werte lagen noch höher. Auf die Ebene reduziert kann man aus diesen bisherigen Aufnahmen mit Werten von 10 V/m u.  $\mu$ s rechnen. Auf 15 m Leitungshöhe bezogen, würde das 150 V/ $\mu$ s ergeben. Die Blitzeinschläge, welche derartige Anstiege hervorgerufen haben, lagen in Entfernung von 300—1000 m von der Beobachtungsstelle. Genauere Angaben können nicht gemacht werden.

Diese Zahlenwerte decken sich mit Ergebnissen, welche *Heyne* im Sommer 1927 in Dresden [10] mit einer Anordnung gemessen hat, welche im Prinzip durch Abb. 17 dargestellt ist. Da eine Verstellung der Funkenstrecke bei diesen einmaligen Vorgängen nicht möglich war, hat *Heyne* eine gestaffelte Mehrfachfunkenstrecke verwendet. An einer ca. 15 m hohen Leitung wurden dabei Steilheiten von 100 V/ $\mu$ s bei Blitzen gemessen, die in 1 km Entfernung niedergingen.

Außer den Absolutwerten der Feldstärke und der Geschwindigkeit des Anstieges interessiert auch noch der Feldstärkensprung, der sich in verhältnismäßig kurzer Zeit vollziehen kann. Die größten Gesamtsprünge haben wir im Sommer 1926 in Wünsdorf gemessen. Einen Sprung von  $-22 \text{ kV/m}$  auf  $+45 \text{ kV/m}$  innerhalb wenig mehr als

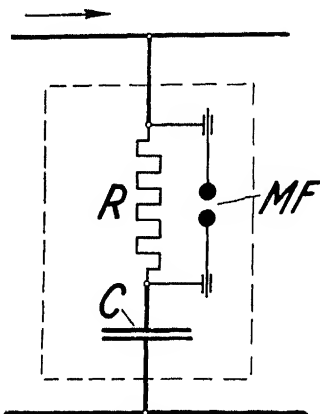


Abb. 17. Von Heyne benutzter Steilheitsmesser.

$\frac{1}{10} \text{ s}$  hat bereits Abb. 4 gezeigt. Noch größere Sprünge haben wir im April 1926 aufgenommen. Abb. 18 zeigt eine dieser Aufnahmen. Leider ist bei diesen unseren ersten Oszillogrammen die Feldlinie selbst noch nicht aufgezeichnet worden, sondern nur die  $dE/dt$ -Kurve. Sie ist als Kurve 1 im Oszillogramm zu erkennen. Die Kurve 3 gibt die aus Kurve 1 konstruierte Feldstärkenlinie an, wobei allerdings die Nulllinienlage nicht bekannt ist. Bei diesem Gewitter ist ein Feldstärkensprung von mehr als  $100 \text{ kV/m}$  ermittelt worden. Das ist der größte Gesamtsprung,

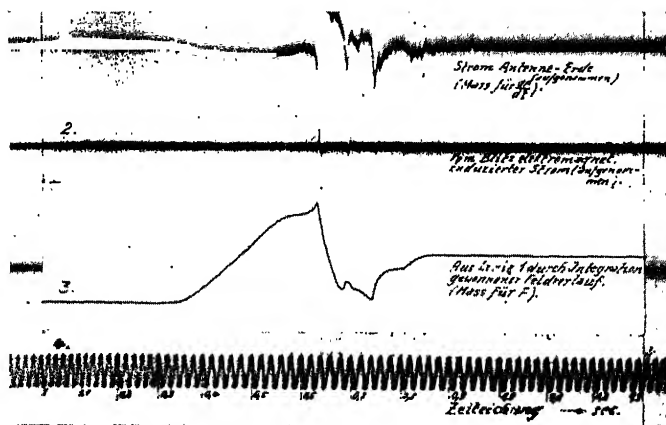


Abb. 18. Besonders heftige Feldänderungen bei einem Blitzschlag am 16. April 1926.

den wir bisher gefunden haben. Auf dem Monte Generoso haben wir im Höchstfalle einen Sprung von 14 kV/m innerhalb  $\frac{1}{1000}$  s erhalten (Abb. 13). Da das Oszillogramm aber nicht über einen größeren Zeitraum geschrieben ist, kann man nicht sagen, wie groß der Gesamtsprung gewesen sein mag. Nehmen wir aber an, er hätte sich über  $\frac{1}{100}$  s erstreckt, so würde der 10fache Wert herausgekommen sein, d. h. also 140 kV/m als Sprung in einem Zeitraum von  $\frac{1}{100}$  s. Man sieht übrigens aus diesen Überlegungen, daß es schwierig ist, gleichzeitig den Gesamtsprung in voller Höhe und auch die größte Steilheit aufzunehmen, da man bei der beschränkten Aufnahmedauer eines Oszillogramms nicht gleichzeitig kurzzeitige Vorgänge sehr genau und einen langen Aufnahmebereich erhalten kann. Es ist sehr empfehlenswert, diesen Nachteil dadurch zu verringern, daß man das Oszillogramm mit einem logarithmischen Zeitmaßstab schreibt, was wir in Zukunft auch tun werden.

Über die Blitze selbst läßt sich aus unserem Beobachtungsmaterial folgendes entnehmen:

Blitzstromstärken bis zu 50 000 A haben wir mehrfach mit ziemlicher Sicherheit gemessen. Für höhere Werte auch über 100 000 A haben wir Anhaltspunkte.

Im Einklang mit anderweitigen Beobachtungen wurde festgestellt, daß die meisten Blitze aus einer Anzahl von Teilentladungen entstehen, die auch räumlich sehr stark streuen. Die Dauer der einzelnen Teilentladungen liegt in der Größenordnung von Tausendstel Sekunden. Die Strömungsrichtung ist überwiegend so, als ob ein negativer Strom auf die Erde zufließt.

Während des Sommers 1927 wurde auch ein Kathodenoszillograph über einen Spannungsteiler nach *Gabor* [9] an eine im Betrieb befindliche 100-kV-Leitung angelegt. Der Spannungsmaßstab war so gewählt, daß nur Überspannungen von mehr als 100 kV zu erwarten waren. Überspannungen dieser Höhe waren während der Beobachtungszeit offenbar selten. Außer einigen nicht ganz sicheren Aufzeichnungen wurde einmal ein Fall beobachtet, in dem nur wenige km von der Station entfernt ein Blitz unmittelbar in ein Leitungsseil nachweislich eingeschlagen ist und eine Kette zertrümmert hat. Der Kathodenoszillograph war an eine andere Phase angeschlossen; es wurde visuell eine Überspannung von ungefähr 250 kV in dieser Phase beobachtet.

Späterhin wurde von solchen Aufnahmen an Betriebsleitungen abgesehen, weil es im allgemeinen doch nicht möglich war, nachher festzustellen, welche Art von Einwirkung auf der Strecke vor sich gegangen ist und wo die Einflußstelle gelegen hat. Mitbestimmend war später auch eine Arbeitsteilung, die mit dem Schweizerischen Elektrotechnischen Verein verabredet worden ist, der vornehmlich in diesem Sinne vorgeht, während wir hauptsächlich den zuerst betretenen Weg weiterverfolgen.

### Vergleich der vorstehenden Ergebnisse mit Beobachtungen anderer Stellen

Will man die vorstehenden Ergebnisse mit denen von anderer Seite erhaltenen vergleichen, so kommt man in ziemliche Verlegenheit, weil

die Vergleichsmaßstäbe fehlen. Antennenmessungen sind außerdem verhältnismäßig selten. Bei Aufnahmen an Leitungen weiß man gewöhnlich nichts Näheres über die Blitzeinwirkung.

Die Feldstärkenwerte, welche *Norinder* bei früheren Aufzeichnungen mit dem Elektrometer erhalten hat [7], liegen höher als die von uns gemessenen Werte. Wenn auch nach unseren Messungen Feldstärken bis 100 kV/m durchaus denkbar sind, so doch nur über kurze Zeiten. Die von *Norinder* in den ersten Jahren minutenlang aufgezeichneten Feldstärken von etwa 100 kV/m erscheinen nach unseren Messungen fraglich.

Bei dem hohen Wert von 280 kV/m, der nach einer neueren amerikanischen Veröffentlichung mit einem Feldstärkenmesser an einer Antenne gemessen worden sein soll, wird es sich wahrscheinlich auch nicht um einen länger andauernden Wert, sondern um einen Feldstärkensprung handeln, der sich spätestens nach wenigen Sekunden wieder ausgeglichen hat; da keine näheren Angaben über die Art der Messungen und die Nähe etwaiger Blitzschläge gemacht worden sind, fehlt uns auch die Vergleichsmöglichkeit. Unmittelbare Feldstärkenänderungsmessungen an Antennen, die mit unseren zahlenmäßig vergleichbar sind, sind uns nicht bekannt geworden.

Neuere Kathodenoszillogramme, welche *Norinder* veröffentlicht hat [11], lassen leider nicht mit Sicherheit die Spannungsmaßstäbe erkennen; die Zeitdauer eines Anstiegs allein ohne den Spannungsmaßstab gibt noch kein ausreichendes Bild, da es sich um kleine Teilstufen eines Anstiegs gehandelt haben kann, wie unsere Monte-Generoso-Aufnahmen zeigen.

Sehr hohe Steilheiten werden in der neueren amerikanischen Literatur für einige Aufnahmen an Betriebsleitungen angegeben. Z. B. wurde ein Wert von 300 kV/ $\mu$ s angegeben. Es ist mit Sicherheit anzunehmen, daß es sich hierbei um direkte Einschlüge in die Leitung gehandelt hat.

Die von *Berger* veröffentlichten zahlreichen Oszillogramme von Gewitterüberspannungen an Betriebsleitungen [12] sind in ihrer Steilheit schwer auswertbar, da der Zeitmaßstab nicht weit auseinandergezogen ist. *Berger* selbst schätzt die Steilheit auf 20 kV/ $\mu$ s. Auch hier dürfte es sich um direkte Einschlüge handeln.

Die von uns angegebenen Blitzstromstärken werden durch amerikanische Angaben noch übertroffen.

### Rechnerische Verwertung der Ergebnisse für die Beurteilung der Gewittereinflüsse

Wie man auf Grund der vorstehend erörterten Zahlenangaben die Überspannungsgefahren durch indirekte Einwirkungen berechnen kann, ist vom Verfasser an anderer Stelle gezeigt worden [13]. Es wurde dabei von 2 Grenzfällen ausgegangen. Im ersten Grenzfall ist angenommen, daß die Vorgänge so langsam sind, daß man noch gerade mit quasistationären Vorgängen in der Anlage rechnen kann, im zweiten, daß sie sich so schnell abspielen, daß man Wanderwellenbetrachtungen zugrunde legen muß.

Für beide Fälle ist zu beachten, daß über die errechneten Spannungen noch die durch den Betrieb hervorgerufenen zu superponieren sind.

Bei Betrachtung des quasistationären Grenzfalles kann man damit rechnen, daß die unter der Gewitterwolke auf den Leitungen durch das Gewitterfeld gebundene Ladung sich während ihres Freiwerdens bei Feldänderungen über die ganze Anlage ausbreiten kann, so daß deren Gesamtkapazität gegen Erde spannungssenkend wirkt. (Korrekt ist es, allgemein von „Ladungsänderungen“ zu sprechen.) Aber auch Ableitung der Anlage gegen Erde spielt in solchen Fällen schon eine beachtenswerte Rolle. Auf diese Weise kommt einerseits das spannungssenkende Verhältnis der Kapazität  $c$  der unter Gewittereinfluß stehenden Leitungsteile gegen Erde zu der Gesamtkapazität  $C$  der Anlage gegen Erde in die Rechnung hinein. Wenn es sich um reine Freileitungsanlagen handelt, so ergibt sich dieses Verhältnis aus der Länge des kurzen Leitungsstückes, welches in dem Bereich der schnellen Feldänderung unter der Gewitterwolke liegt, dividiert durch die Gesamtlänge sämtlicher unmittelbar zusammenhängender Leitungen. Kabelstücke wirken in erhöhtem Maße spannungssenkend. Andererseits geht auch die Zeitkonstante  $T = \frac{C}{A}$  der gesamten Anlage gegen Erde in die Rechnung ein.

Läßt man künstliche Erdungen des Netzes ganz außer acht, so sind bei einheitlich gebauten Netzen Kapazität und Ableitung der Leitungslänge proportional, die Zeitkonstante also von ihr unabhängig. Genaue Werte für die Zeitkonstante sind noch wenig bekannt. Als Anhaltspunkt mag gelten, daß für Höchstspannungsnetze Werte von 0,01 s, für schlecht isolierte Netze mäßiger Spannung 0,0001 s angenommen werden können.

Die Rechnung ergibt für den zeitlichen Verlauf der Spannung  $U$  der Leitungsanlage gegen Erde

$$U = \frac{c}{C} \cdot h \cdot e^{-\frac{t}{T}} \cdot \int_{t_0}^t \frac{dE}{dt} \cdot e^{+\frac{t}{T}} \cdot dt$$

oder abgekürzt:

$$U = \frac{c}{C} \cdot h \cdot E_m.$$

Man erhält  $U$  in kV, wenn die Feldstärke  $E$  in kV/m und die mittlere Leitungshöhe  $h$  in m angegeben wird.

Kann man auf Grund des Beobachtungsmaterials angeben, welchen zeitlichen Verlauf die Größe  $\frac{dE}{dt}$  in besonders ungünstigen Fällen annehmen kann, so läßt sich, wie in der Originalarbeit ausführlicher erörtert wird, durch einfache graphische Behandlung die Größe  $E_m$  für Anlagen von bestimmter Zeitkonstante ermitteln. Die auf der Leitung mögliche Spannung ergibt sich dann einfach aus der Leitungshöhe und dem zu schätzenden Kapazitätsverhältnis.



In Abb. 19 ist ein solches Beispiel durchgeführt für ein hochisoliertes 100 kV-Netz und eine Beanspruchung, die, verglichen mit den vorher erörterten Meßergebnissen, schon als sehr hoch gegriffen betrachtet werden muß. Nimmt man noch als Beispiel an, daß eine Leitung von 10 m Höhe auf eine Länge von 1 km der schnellen Feldänderung unterworfen ist, das ganze Netz aber eine Ausdehnung von 100 km hat, so ergibt sich eine induzierte Spannung von 15 kV.

Im zweiten Grenzfall wird angenommen, daß die Feldänderung so schnell erfolgt, daß nach ihrem Abschluß die frei werdende Ladung sich noch nicht über weite Teile der Anlage verbreitet hat, infolgedessen kommt das spannungssenkende Kapazitätsverhältnis nicht in die Rechnung hinein. Auch der Einfluß der Ableitung muß in dieser kurzen Zeit noch als gering betrachtet werden. Würde die Feldänderung ganz plötz-

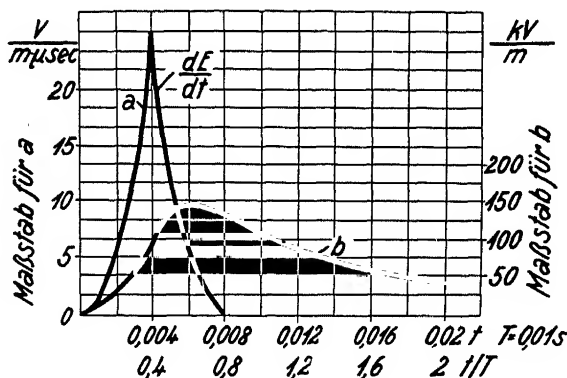


Abb. 19. Entwicklung der Leitungsüberspannung aus dem Feldänderungsverlauf.

lich entstehen, so ergäbe sich auf dem beeinflussten Leitungsstück eine Wanderwelle von einer Höhe, die sich aus dem Feldstärkensprung, multipliziert mit der Leitungshöhe, errechnet:

$$U = h \cdot (E_2 - E_1).$$

Bei nicht ganz plötzlichem Verlauf der Feldänderung zerfließt jedoch die Welle bereits während ihrer Entstehung. Die errechnete Höchstspannung kommt, wie in der Originalarbeit gezeigt wird, überhaupt nur dann zustande, wenn die halbe Länge des Feldänderungsgebietes größer ist als das Produkt aus der Lichtgeschwindigkeit und der Dauer der Feldänderung in einheitlichem Sinne. Die tatsächlich auftretende Spannung wird um so kleiner, je weiter man sich von dieser Bedingung entfernt.

Die bisher gemessenen Anstiege lassen derartige Gefährdungen bei einigermaßen gut isolierten Hochspannungsleitungen nicht vermuten. Für ganz nahe Blitzschläge fehlen noch Zahlenwerte; wenn sie aber auch sehr viel höher sind, so wird auch das Beeinflussungsgebiet sich wahrscheinlich auf eine kurze Leitungslänge in der Nähe des Blitz-

kanals beschränken. Nach diesen Betrachtungen muß man es zumindest für sehr unwahrscheinlich halten, daß indirekte Blitzeinwirkungen überhaupt als Störungsursachen für gut isolierte Hochspannungsnetze ernstlich in Betracht kommen. Wir haben darum bereits vor einigen Jahren die bestimmte Vermutung ausgesprochen, daß für einigermaßen gut isolierte Hochspannungsleitungen nur direkte Einschläge als Störungsursache betrachtet werden müssen. Wenn auch diese Auffassung noch nicht allgemein in Deutschland geteilt wird, so gewinnt sie doch immer mehr an Boden.

Für die rechnerische Behandlung direkter Einschläge fehlen vor allem sichere Zahlenangaben für den zeitlichen Ablauf der Vorgänge. Selbst über die Entstehung des Blitzkanals sind die Auffassungen noch nicht einheitlich. Während in England *Simpson* [14] und *Boys* [15] annehmen, daß viele Blitze aus der Erdoberfläche herauswachsen und sich erst in größerer Höhe mit Blitzbahnen, die aus der Wolke hervorbrechen, vereinigen, herrscht in Deutschland die Auffassung *Toeplers* [16] vor, wonach der Blitz an der Grenzschicht zweier entgegengesetzt geladener Wolkenschichten entsteht und sich von dort bis zur Erdoberfläche vorbohrt. Erst im letzten Moment mögen gelegentlich aus Vorsprüngen der Erdoberfläche Entladungskanäle entgegenwachsen. Geht man von der *Toeplerschen* Auffassung aus, so ist es von Interesse, zu wissen, mit welcher Geschwindigkeit der Blitzkopf sich der Erdoberfläche nähert. *Toepler* schätzt für diese Geschwindigkeit die Größenordnung von  $10^7$  bis  $10^8$  cm/s, während nach Betrachtungen, welche *Rüdenberg* angestellt hat, höhere Werte herauskommen würden. *Toepler* leitet weiterhin aus seinen Untersuchungen über das Potentialgefälle Zahlenwerte für den Spannungsanstieg auf einer getroffenen Leitung während des Vorwachsens des Blitzkopfes ab, nach denen man auf  $90 \text{ kV}/\mu\text{s}$  für diesen Zeitabschnitt schließen muß. Vermutlich wird dann beim Auftreffen der konzentrierten Blitzbahn auf die Leitung ein höherer Spannungsanstieg folgen, weil die Widerstandsverhältnisse an der Einschlagstelle eine Stauung der Ladung des vorwachsenden Blitzes bewirken können.

Die Blitzstromstärken werden in vielen Fällen in der Größenordnung von 10000 A und mehr liegen, Werte von 50000 bis 100000 A und mehr sind gemessen worden.

Betrachtet man die Stromstärke des in eine Leitung einschlagenden Blitzes und nimmt man an, daß bei der Steilheit des Vorganges zunächst nur der Wellenwiderstand der Leitung in Rechnung gesetzt werden kann, und zwar wegen der Ableitung nach beiden Seiten mit einem resultierenden Wert von  $250 \Omega$ , so muß man schließen, daß bereits bei mäßigen Blitzstromstärken der Überschlag des nächsten Isolators unvermeidlich ist [17] (Abb. 20). Ist er erfolgt, so wird schließlich die Höhe der Spannung der Leitung gegen Erde bestimmt durch den Spannungsabfall, welchen der zur Erde fließende Teil des Blitzstromes im Widerstand des Erders findet. Auch die in die Leitung beiderseits hineinlaufende Wanderwelle wird dadurch ihre Form erhalten. Ihre höchste Spitze ist durch den Überschlag am Isolator bestimmt, ihre

Rückenhöhe durch den Erdungswiderstand und die Blitzstromstärke, ihre Rückenlänge durch die Blitzstromdauer.

Bei Einschlägen in metallische Leitungsmasten wird bei ungenügendem Erdwiderstand der Spannungsabfall durch den Blitzstrom so hohe

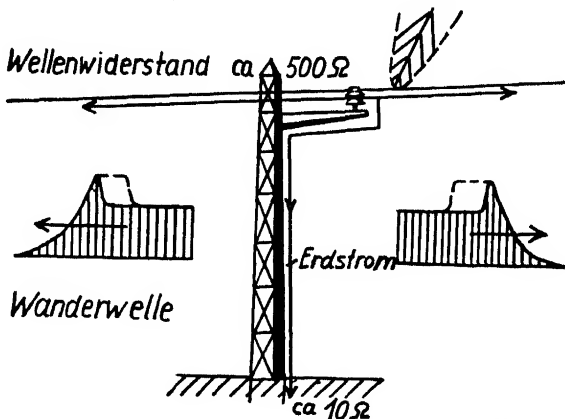


Abb. 20. Blitzschlag in Leiter auf geerdetem Mast.

Werte annehmen können, daß ein rückwärtiger Überschlag vom Mast über den Isolator zur Leitung denkbar ist. Dieser Fall ist durch Abb. 21 dargestellt. Dann werden auch Wanderwellen in die Leitung einziehen, deren Rückenhöhen wiederum durch den Spannungsabfall im Erder gegeben sind.

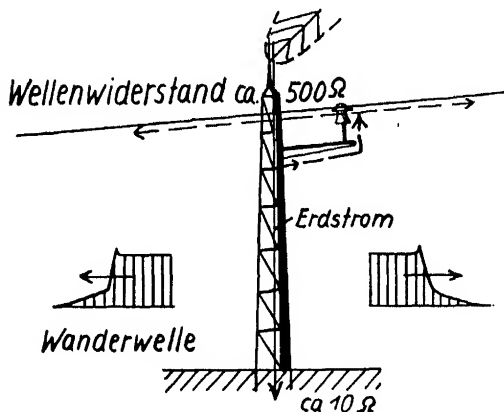


Abb. 21. Blitzschlag in Eisenmast.

Wird der Mast einer mit Erdseil ausgerüsteten Leitung getroffen, so wird außer dem Ableitungsstrom über die Masterde auch noch auf dem Erdseil beiderseits ein Stromanteil abfließen, der aber im ersten Augenblick durch den Wanderwellenwiderstand des Erdseils bestimmt ist, und zwar so lange, bis rücklaufende Wanderwellen, die von Nachbar-

erdern ausgehen, den Einschlagsmast erreicht haben. Bis dahin wird also das Erdseil die Gefahr des rückwärtigen Überschlages über den Isolator nur in geringem Maße herabsetzen.

Besteht der Mast aus Holz oder Beton, so bietet er selbst einen höheren Widerstand. Er beschränkt zwar die Beanspruchung des Isolators; es entsteht aber der Nachteil, daß der Mast selbst einer so hohen Stoßbeanspruchung ausgesetzt wird, daß er zersplittert werden kann, wie die Erfahrung lehrt. Dabei genügt der durch ihn abfließende Strom

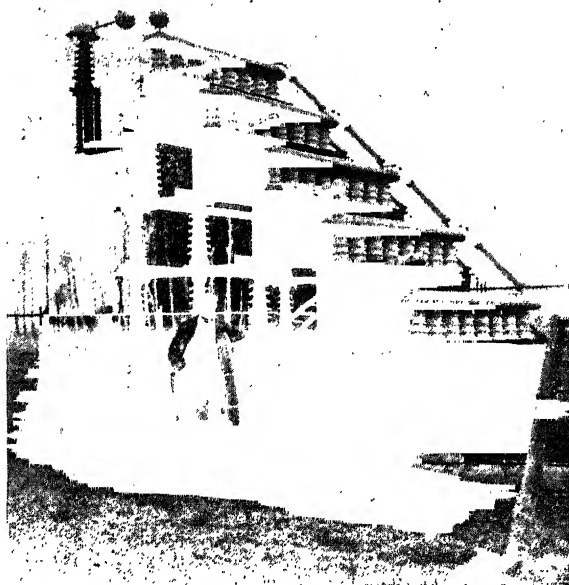


Abb. 22. 400 kV-Stoßanlage auf der Leitungstrecke.

nicht, um die Spannung an der Leitung herunterzusetzen. Häufig wird infolgedessen die hohe Beanspruchung auch auf Nachbarmasten übertragen, und es werden auch diese beschädigt.

### Einfluß der Dämpfung auf der Leitungstrecke

Die in letzter Zeit in Amerika angestellten Versuche mit künstlichen Stößen auf Leitungen haben ergeben, daß oberhalb der Koronaspannung die Dämpfung eine beträchtliche ist. Auch die Studiengesellschaft für Höchstspannungsanlagen hat vor kurzem derartige Versuche mit gleichem Ergebnis angestellt. Hierzu wurde eine Stoßanlage benutzt, welche bei Schaltung auf 400 kV Stoßspannung eine Kapazität von  $0,053 \mu\text{F}$  hatte (Abb. 22). Die Stöße wurden über eine Kugelfunkstrecke auf eine Phase einer etwa 28 km langen 40 kV-Leitung gegeben, so daß diese sich negativ auflud. Es war eine Einfachleitung ohne Erdseil auf Eisenbetonmasten mit Kupferseilen von  $70 \text{ mm}^2$ . Zur Isolation

dienten Ketten aus 2 Motorisolatoren mit einer Stoßüberschlagsspannung von etwa 500 kV. Die Stoßanlage hatte eine ausgedehnte Erdungsanlage von 1 Ohm Widerstand. Die in einer 8 km von der Stoßanlage entfernten Freiluftstation ankommende Wanderwelle wurde über einen

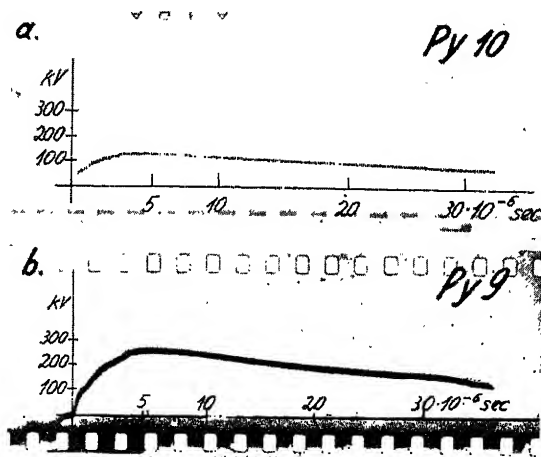


Abb. 23. In Pyritz ankommende Wanderwellen bei nebligem Wetter a) nicht reflektiert, b) reflektiert.

frequenzunabhängigen Spannungsteiler aus Kondensatoren und Widerständen nach Gabor [9] mit einem Kathodenoszillographen aufgenommen. Abb. 23 zeigt oben die ankommende Welle, wenn durch einen angeschlossenen Widerstand von 500  $\Omega$  die Reflexion unterdrückt wurde.

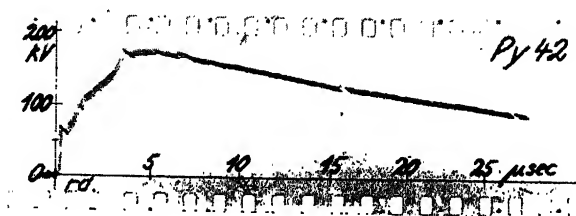


Abb. 24. In Pyritz ankommende Wanderwellen bei klarem Wetter, nicht reflektiert.

Die Stoßspannung war auf 380 kV eingestellt, die ankommende Welle steigt nur noch auf ca. 135 kV. Dieser Wert wird nach etwa 4  $\mu$ s erreicht. Der erste Anstieg beträgt etwa 200 kV/ $\mu$ s. Unten zeigt die Figur die Welle, die bei offenem Leitungsende erhalten wurde. Sie erreicht etwa die doppelte Höhe der vorhergehenden.

Auch die Verschleifung der Welle dürfte etwa den amerikanischen Untersuchungen entsprechen. Allerdings konnte an der Stoßstelle kein

Kathodenoszillograph aufgestellt werden, so daß das Kontrolloszillogramm für diesen Vergleich fehlt.

Bei diesen Aufnahmen herrschte nebliges Wetter. Einige Tage später wurden bei klarem Wetter 175 kV bei gleicher Stoßspannung festgestellt. Auch die Kurvenform sah etwas anders aus (Abb. 24).

Wendet man hierauf die in Amerika aufgestellte Formel

$$U = \frac{U_0}{k \cdot s \cdot U_0 + 1}$$

für die Leitungsdämpfung an, so erhält man mit  $U$  in kV und  $s$  in km eine Konstante

$k = 0,0006$  bei nebligem Wetter

und

$k = 0,0004$  bei klarem Wetter.

Rechnet man die amerikanischen Angaben auf km um, so betragen die dort angegebenen Grenzwerte für  $k$ : 0,0001 bis 0,0006. Unsere Messungen liegen also in dem angegebenen Bereich. Die Koronaspannung für diese Leitung wurde zu 150 kV<sub>max</sub> errechnet.

Ob die festgestellten Unterschiede tatsächlich nur auf das Wetter zurückzuführen sind, konnte allerdings noch nicht nachgeprüft werden.

### Versuche mit Stoßerregung an in Betrieb befindlichen Stationen

Die im vorstehenden beschriebenen Stoßversuche wurden auch auf die Schaltstationen an beiden Enden der Leitung ausgedehnt. Die Überlandzentrale Pommern, welcher diese Anlagen gehören, hat sich lebhaft an den Versuchen beteiligt und das große Risiko solcher Versuche im Interesse der Allgemeinheit auf sich genommen. Für die Durchführung dieser Versuche hat sich besonders Herr Direktor *Schendell* eingesetzt.

Diese Versuche zerfielen in zwei Abschnitte:

- a. Versuche ohne Betriebsspannung, teils ohne, teils mit Überspannungsschutz-Apparaten;
- b. Versuche während des Betriebes, teils ohne, teils mit Überspannungsschutz-Apparaten.

Die Versuche erstreckten sich auf beide Stationen an den Enden der Leitung. Die eine ist die in 8 km Entfernung liegende bereits erwähnte Station Pyritz; sie ist eine Kopfstation in Freiluftausführung. Die andere in 20 km Entfernung liegende Station Stargard ist eine gedeckte Station mit 3 einlaufenden 40 kV-Leitungen, von denen für die Versuche aber nur 2 zur Verfügung standen. Diese Leitungen sind über Kabelstücke von 200 bzw. 50 m Länge eingeführt. Die Aufnahmen wurden in beiden Stationen mit je einem Kathodenoszillographen gleichzeitig gemacht (Abb. 25).

Die nach Durchlaufen von 8 km Leitungslänge in Pyritz nach ihrer Reflexion am offenen Leitungsende gemessene Wanderwelle ist bereits in Abb. 23 gezeigt worden. Die in Stargard nach Durchlaufen von 20 km Freileitungslänge und anschließend 200 m Einführungskabel ebenfalls am offenen Ende gemessene Welle zeigt Abb. 26.

An den Stufen, welche der doppelten Kabellänge entsprechen, erkennt man das schrittweise Hochklettern der Spannung, und zwar auf 120 kV; bei Anschaltung einer abgehenden Leitung betrug die höchste Spannung

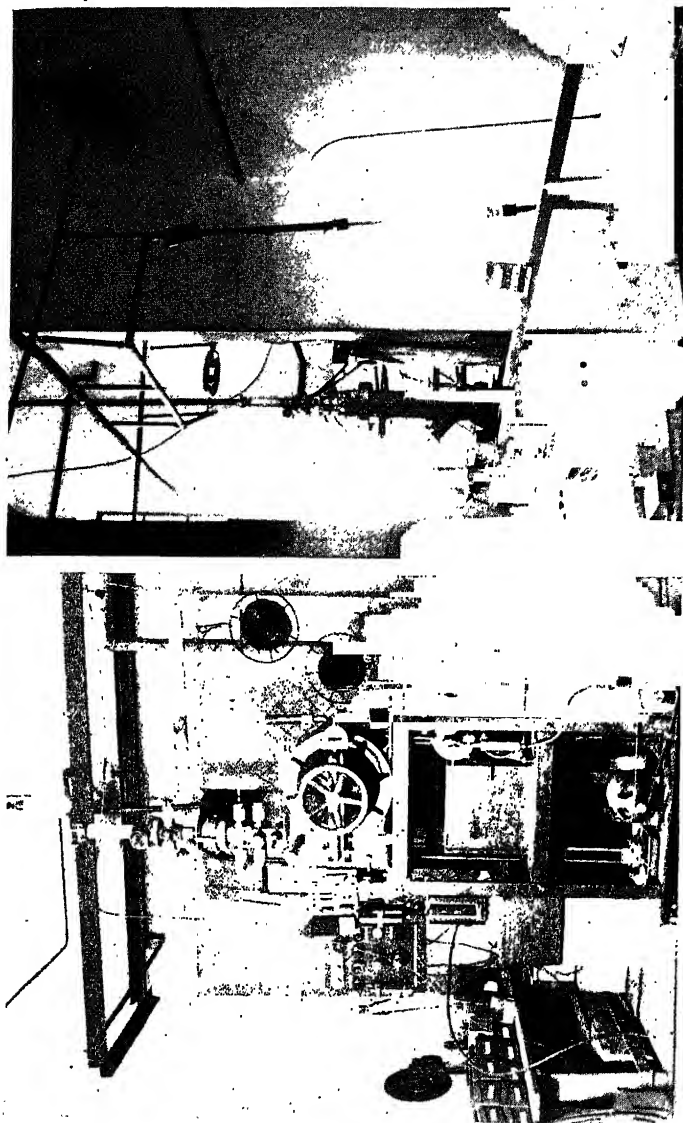


Abb. 25. Kathodenoszillograph in beiden Stationen. Links in Pyritz, rechts in Stargard.

90 kV. Die Höhe, bis zu der die Spannung ansteigt, und die Flachheit des Rückens sind von der Ergiebigkeit der Stoßanlage abhängig. Mit 2,5facher Kapazität wurden bei zwei Fünftel der Stoßspannung nahezu

dieselben Höchstwerte in Stargard gemessen, wobei aber auch zu beachten ist, daß die Stoßspannung nicht mehr oberhalb der Koronaspaltung der freien Leitung lag.

Aus den weiteren Ergebnissen dieser Versuche ist hervorzuheben:

Bei den Steilheiten der in Abb. 23 und 24 für Pyritz und in Abb. 26 für Stargard gezeigten Wellen fand man in keiner von beiden

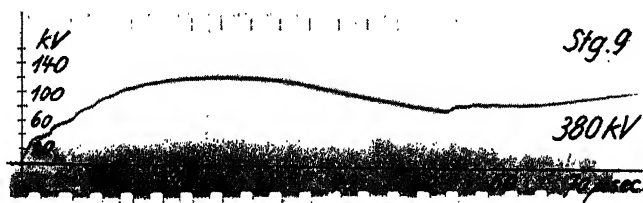


Abb. 26. In Stargard ankommende reflektierte Welle bei 380 kV Stoßspannung.

Stationen einen erheblichen Unterschied der Wellenform und Höhe an verschiedenen Meßstellen der Stationen, so daß hierbei die Anschlußstellen für Schutzapparate vom technischen Standpunkt ziemlich gleich-

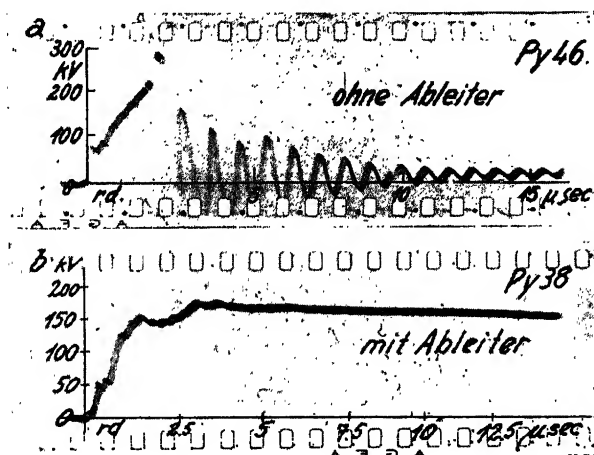


Abb. 27. Sammelschienenüberschlag in Pyritz und seine Verhütung. Stoßspannung 380 kV. a) Entladeschwingung ohne Ableiter, b) Verhütung durch Ocelit-Ableiter.

gültig waren. Auch ein im Leitungszuge liegender Stromwandler hatte keinen erheblichen Einfluß.

Überschläge, welche an schwachen Stellen der Sammelschienenanlage entstanden, ergaben in beiden Stationen Entladungsschwingungen, die nur mäßig gedämpft waren. Abb. 27 zeigt einen solchen in der Freiluftstation Pyritz, Abb. 28 einen in der Station Stargard. Die in Deutschland vertretene Forderung, die Isolatoren auch gegen Hochfrequenz-



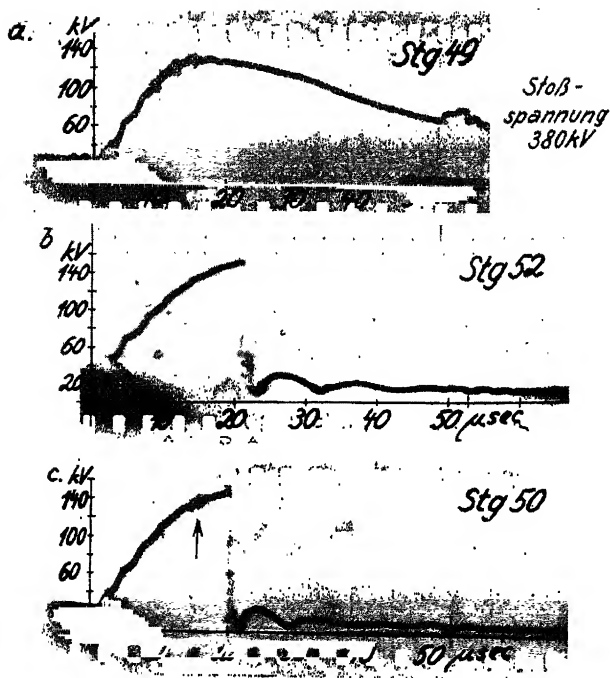


Abb. 28. Sammelschienenüberschlag in Stargard und seine Verhütung.  
 a) Überschlag durch Ocelit-Ableiter verhütet. b) Sammelschienenüberschlag.  
 c) Durch Hörnerableiter mit hohem Widerstand nicht verhütet.

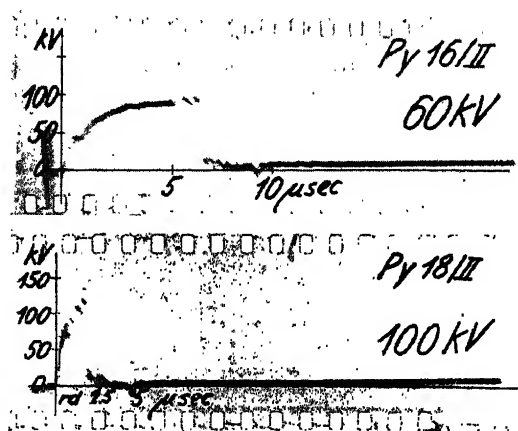


Abb. 29. Überschläge an der 10 kV-Einführung der Station bei verschiedenen hohen Stoßspannungen. Leitung offen.

beanspruchung mit genügender Sicherheit zu bauen, ist also durchaus berechtigt.

Ein behelfsmäßig vor einem Transformator in Pyritz eingebauter Camposschutz, bestehend aus einer Induktivität von 8,5 mH und einem parallel geschalteten Widerstand von 5000  $\Omega$  bewirkte, daß die Steilheit der auf den Transformator auftreffenden Wanderwelle auf etwa die Hälfte zurückging. In Stargard ergab ein Versuch mit der gleichen Einrichtung bei der dort viel geringeren Steilheit keine merkliche weitere Abflachung der Welle.

Die vorerwähnten Überschläge an der Sammelschienenanlage blieben nach Einbau eines von der Allgemeinen Elektrizitätsgesellschaft ge-

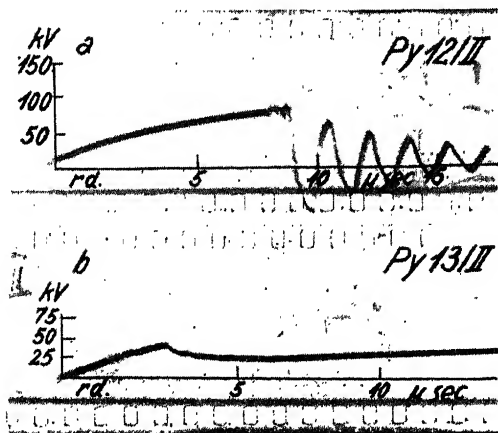


Abb. 30. Aufnahmen in 10 kV-Station mit 60-m-Kabel. a) Entladeschwingung bei Einführungsüberschlag. b) Überschlag durch Kathodenfallableiter verhütet.

lieferten spannungsabhängigen Ocelit-Ableiters aus. Abb. 27 zeigt die Gegenüberstellung beider Oszillogramme bei einer Stoßspannung von 380 kV auf der Strecke. Auch in Stargard wurden die noch auftretenden Überschläge durch derartige Ocelit-Ableiter beseitigt (Abb. 28).

Weitere Versuche wurden in der gedeckten Schaltanlage der 10 kV-Seite in Pyritz gemacht. Die Stöße wurden wieder auf die 40 kV-Leitung gegeben, aber vor der Station Pyritz durch ein kurzes Umgehungsstück unmittelbar auf die Stationseinführung eines 10 kV-Feldes geleitet. Zwischen Sammelschiene und Transformator lag ein Kabel von 60 m Länge. Die Station war bei den Versuchen als Kopfstation geschaltet. Schon bei mäßigen Spannungen traten Überschläge an den Stationseinführungen auf. Abb. 29, aufgenommen am offenen Leitungsende, zeigt, wie dabei die Überschlagsverzögerung von der Höhe der Spannungswelle abhängt. Bei Anschluß des Transformator Kabels ergaben sich, wie Abb. 30 oben zeigt, wiederum Entladungsschwingungen. Nach Anschluß eines Kathodenfallableiters der Siemens-Schuckert-

Werke wurden auch in dieser Station die Überschlüge vermieden, wie das untere Oszillogramm zeigt.

Alle wesentlichen Versuche wurden mit unter voller Betriebsspannung stehender Anlage wiederholt.

Abgesehen von Nullpunktverschiebungen, welche durch die überlagerte Netzspannung entstanden, erhielt man dasselbe Bild für die einzelnen Vorgänge wie vorher. Abb. 31 zeigt diese Übereinstimmung für den Sammelschienenüberschlag in Pyritz. Auch die Wirkung der Überspannungsableiter ergab sich wie vorher.

Durch einen Schleifenzillographen wurde auch nachgeprüft, ob Beanspruchungen der Ableiter durch den nachfolgenden Betriebsstrom

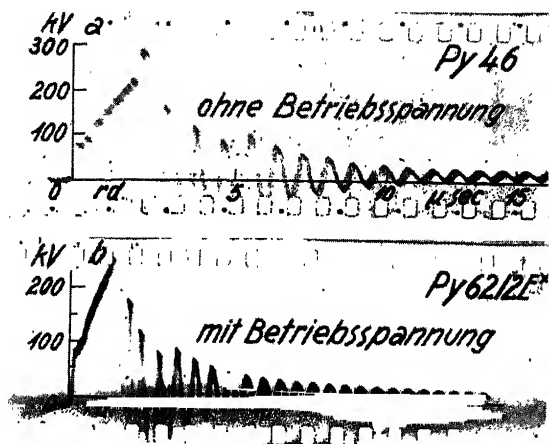


Abb. 31. Sammelschienenüberschlag in Freiluftstation bei künstlichem Blitzstoß mit 380 kV, a) ohne Betriebsspannung, b) mit Betriebsspannung.

zu erwarten sind. Es erwies sich, daß die Vorgänge sich in so kurzer Zeit abgespielt haben, daß die Meßschleifen nicht folgen konnten.

Leider ermöglichten die örtlichen Verhältnisse und die Betriebsdispositionen es nicht, die Stoßanlage noch näher an die Station zu stellen, um steilere Wellen zu erhalten. Solche Versuche mit steileren Wellen sollen später an anderer Stelle gemacht werden.

### Allgemeine Einstellung zur Blitzschutzfrage

Es ist in Deutschland viel darüber diskutiert worden, ob man zur Bekämpfung der Gewitterüberspannungen die Leitungen möglichst hoch isolieren und die Stationen dann durch Schutzapparate oder gar künstlich eingebaute schwache Stellen schützen solle, oder umgekehrt die Leitungsisolierung im Verhältnis zur Stationsisolierung nicht so hoch treiben, sondern lieber gelegentliche Überschlüge auf der Strecke zulassen solle, um die Spannung der in die Station eindringenden Wanderwellen niedriger zu halten.

Die Entscheidung dieser Frage steht im Zusammenhang mit den Feststellungen über die Stärke und relative Häufigkeit von indirekten Einwirkungen und direkten Einschlägen.

Würden infolge indirekter Einwirkungen häufig Überspannungen mäßiger Höhe und Dauer eine große Rolle spielen, so würde vielleicht der erstere Weg mit Vorteil einzuschlagen sein.

Je mehr man aber zu der Überzeugung kommt, daß direkte Einschläge die Störungsursache bilden, desto mehr kommt der Bekämpfung an der Stelle des Einschlages eine besondere Bedeutung zu. Auch hier könnte man von zweierlei Voraussetzungen ausgehen:

- a. kräftigere Blitzschläge betrachtet man als ein unabwendbares Ereignis, gegen das man den Kampf aufgibt; die Schutzmaßnahmen richtet man nur gegen schwächere Blitzeinschläge, die von Teilentladungen herrühren;
- b. man sucht einen möglichst vollkommenen Schutz, der gegen alle Blitzeinschläge wirksam ist.

Bei der Dürftigkeit des bisher über direkte Einschläge vorliegenden Materials ist es nicht ganz leicht, die Auswahl zwischen beiden Einstellungen zu treffen.

Im Falle a. könnte man auch hier noch in Erwägung ziehen, die Leitung so hoch zu isolieren, daß der Leitungsüberschlag bei schwächeren Blitzeinschlägen vermieden wird und die dann in der Station ankommenden Wellen dort bekämpfen. Rechnet man z. B. mit einer plötzlich einsetzenden Einströmung von 1000 A in ein Leitungsseil, so würde nach beiden Seiten eine Wanderwelle in Höhe von 250 kV abgehen, die von vielen Leitungen noch ohne Überschlag ertragen würde. Wieweit zahlenmäßig der Anteil solch schwacher Teilentladungen ist, läßt sich zur Zeit noch schwer übersehen. Aber schon bei wenigen tausend Ampere dürfte dieses Vorgehen aussichtslos sein.

Es scheint sich daher in Deutschland die Auffassung durchzusetzen, daß man von vornherein die Abführung der Ladung zur Erde auf der Strecke begünstigen solle, um so die Beanspruchung der Station durch Wanderwellen herabzusetzen. Diese Auffassung soll den weiteren Erörterungen zugrunde gelegt werden.

Dieser Weg ist für deutsche Verhältnisse um so eher gangbar, als die Verwendung von Löscheinrichtungen für den nachfolgenden Erdschlußstrom allgemein eingebürgert ist und auch die Kurzschlüsse in modernen Netzen durch Fehlerschutzsysteme sofort selektiv abgeschaltet werden.

Für den Schutz der Station gegen die dann noch verbleibenden Beanspruchungen stehen dreierlei Maßnahmen zur Verfügung:

1. Herabsetzung durch geeignete Netzdisposition,
2. geeignete Bemessung der Stationsisolaton,
3. Einbau von Schutzapparaten.

Natürlich können diese Maßnahmen auch gleichzeitig angewendet werden.

Die vorstehenden Gesichtspunkte sollen nunmehr ausführlicher behandelt werden.

## Schutzmaßnahmen auf der Leitungsstrecke

Die Leitung soll nach den vorstehenden Erörterungen so gebaut werden, daß an der Einschlagstelle der Ladungsausgleich zur Erde so unmittelbar wie möglich sich vollziehen kann.

Der neuerdings in Amerika vorgeschlagene Ausweg [18, 19], an alle Masten vereinfachte Blitzschutzapparate zu setzen, oder gar die Isolatoren selbst als Blitzschutzapparate auszubilden, ist in Deutschland meines Wissens noch nicht eingehend erwogen worden. Er wird auch wohl vorläufig aus wirtschaftlichen Gründen nicht in Betracht kommen können.

Es wird vielmehr vorgeschlagen [17], die Isolatoren und ihre Schutzarmaturen derart auszubilden, daß

1. die Überschlagsspannung möglichst unabhängig von Witterungsverhältnissen nur so hoch liegt, wie mit Rücksicht auf die Sicherheit bei gewöhnlichen Schaltüberspannungen nötig ist;
2. die Überschlagsverzögerung der Leitungsisolatoren möglichst gering ist;
3. Lichtbögen die Isolatoren nicht beschädigen.

Geht man so vor, so können die langen Rücken der in die Station einlaufenden Wellen höchstens die Höhe der statischen Überschlagsspannung der Leitungsisolatoren haben; darüber hinausgehende Spannungsspitzen können nur kurz sein.

Zur Erfüllung der 3. Bedingung sind besonders Schutzringe oder ähnliche Ausrüstungen geeignet [17]. Systematische Versuche zum Studium der Lichtbogenwirkungen an ihnen sind in letzter Zeit in Deutschland mehrfach gemacht worden [20, 21, 22].

Eine wirkungsvolle Ableitung zur Erde erfordert natürlich einen mäßigen Erdwiderstand; ist er zu hoch, so kann es trotz des Isolatorüberschlages vorkommen, daß der Rücken der Wanderwelle nicht genügend gesenkt wird. Dann werden zwar weitere Überschläge an Nachbarmasten die Höhe der durchlaufenden Welle herabsetzen können, je besser jedoch die einzelnen Masten geerdet sind, um so vollkommener wird der Schutz des Netzes sein.

Auch die Anbringung von Erdseilen kann empfohlen werden. Es ist zwar kaum anzunehmen, daß bei einem Einschlag in das Erdseil auf freier Strecke in allen Fällen erreicht wird, daß der Blitz die darunterliegenden Leitungsseile verschont, jedoch kann man mit einer wesentlichen Verminderung der Einschlagsstörungen rechnen. Auch die Verteilung des zur Erde abzuleitenden Stromes auf mehrere Masten über das Erdseil spricht für seine Verwendung, wenn auch diese Wirkung noch nicht im ersten Augenblick nach dem Einschlag voll zur Geltung kommt.

Auch das in neueren amerikanischen Veröffentlichungen erwähnte unterirdische Verbindungsseil zwischen den geerdeten Mastfüßen ist vor einigen Jahren bereits bei uns in Vorschlag gebracht worden. Es hat einen geringeren Wellenwiderstand als das oberirdische Seil und wirkt

außerdem wie ein Bänderder stromableitend. Es sind auch Versuche in dieser Richtung angestellt worden. Auf die praktische Einführung wirken die Verlegungsschwierigkeiten hemmend.

### **Herabsetzung der Stationsbeanspruchung durch geeignete Netzdisposition**

Wenn auch die größte Höhe der so in die Station einlaufenden Welle stark herabgesetzt werden kann, so wird diese Wirkung doch bei sehr langen Wellen weniger in Erscheinung treten. Hinzu kommt, daß auch Reflexionen Erhöhungen bringen können. Das beste Mittel zur Vermeidung von solchen Spannungserhöhungen ist die Aufteilung der Wellen in mehrere abgehende Wellenzüge. Bereits eine gleichartige abgehende Leitung verhütet Reflexionen; drei abgehende Leitungen setzen die ankommende Spannung auf die Hälfte herab. Etwa auf den Leitungen nach Reflexion an einem offenen Ende rücklaufende Wellen sind nicht zu befürchten wegen der großen Dämpfung beim Durchlaufen selbst kürzerer Leitungsstrecken.

Darum sollte man gerade mit Rücksicht auf die Gewitterüberspannungen die Netze möglichst vermaschen. Man sollte sie auch nicht bei auftretendem Gewitter auftrennen, wie man es vielfach bisher getan hat, um Übertragungen von Fehlern zu vermeiden und die Kurzschlußrückwirkungen zu beschränken. Bei selektiver Abschaltung kurzgeschlossener Strecken ist das ja auch nicht mehr so sehr bedenklich; es gibt noch den Vorteil der Momentreserve über andere Leitungswege.

Eine Erleichterung wird noch durch die große Dämpfung geboten, die sich bereits auf verhältnismäßig kurzen Leitungsstrecken auswirkt. Wenn nämlich die Blitzeinschläge mehr als 5 bis 10 km entfernt die Leitung treffen, kommen die Wanderwellen schon stark herabgesetzt und verschleift an. Man braucht also bei Anwendung der für die Leitung empfohlenen Maßnahmen für die Station nur die näher gelegenen Blitzeinschläge zu befürchten. Diese Tatsache ermutigt dazu, die der Station benachbarten Leitungsstücke durch besonders verstärkte Erdseilmaßnahmen, z. B. Einbau mehrerer weit ausladender Erdseile, mit einem verstärkten Schutz gegen direkte Einschläge zu versehen. Wegen der Verringerung des Wellenwiderstandes wirkt diese Anordnung auch spannungssenkend auf Wellen, die aus größerer Entfernung kommen.

Eine weitere gute Schutzwirkung bieten, wie bei den Versuchen in Stargard deutlich in die Erscheinung getreten ist, auch längere Kabelstücke zur Leitungseinführung. Es würde sich vielleicht lohnen, solche Strecken z. B. bis zu etwa 1 km lang zu machen und vielleicht auch noch mit erhöhter Wanderwellendämpfung auszurüsten. Dann könnte man schon ziemlich lange einlaufende Wanderwellen für die Station unschädlich machen. Auch längere Wellen würden zumindest stark verflacht werden.

### **Bemessung der Stationsisolation**

Die Grundlage für die Bemessung der Stationsisolation bilden bei Durchführung der vorstehend erörterten Maßnahmen auf der Strecke

die Wanderwellen, welche im ungünstigsten Falle noch in die Station hineinlaufen können. In Abb. 32 stellt Kurve 1 den zeitlichen Verlauf der in die Station ohne Berücksichtigung von Dämpfung und Reflexion einlaufenden Welle dar, wenn bei einem Blitzeingschlag ein Überschlag auf der Strecke eingetreten ist. Der Überschlag ist im Moment der höchsten Spitze erfolgt, die Rückenhöhe ist durch den Spannungsabfall im Erder bestimmt. Die Kurve 2 stellt einen anderen Fall dar, bei dem es nicht zum Überschlag gekommen ist. Kurve 3 soll die für die Stationsisolatoren charakteristische Beziehung darstellen, welche zwischen Überschlagsspannung und Verzögerungszeit besteht. Liegt diese Kurve, wie hier gezeichnet, im ganzen Verlaufe mit genügendem Sicherheits-

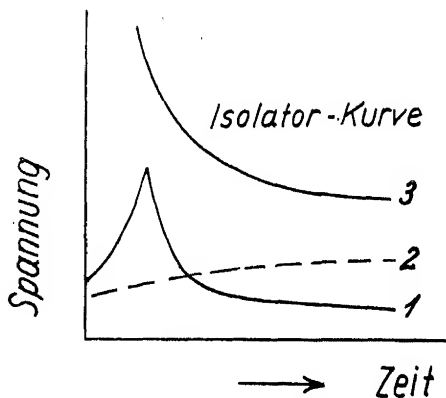


Abb. 32. Vorschlag für Isolationsbemessung in Station. Kurve 1: Spannungsbeanspruchung bei einlaufender Wanderwelle nach Überschlag eines Streckenisolators durch heftigen Blitzschlag. Kurve 2: Spannungsbeanspruchung bei einlaufender Wanderwelle nach Einschlag eines Seitenastes ohne Isolatorüberschlag. Kurve 3: Überschlagsverzögerungs-Charakteristik der Stations-Isolatoren.

abstände über den beiden anderen, so besteht für die Station keine Gefahr [17].

Darum wird vorgeschlagen, die Isolatoren der Station, soweit wirtschaftlich tragbar, mit einer möglichst hohen Überschlagsspannung auszurüsten, vor allem aber die Überschlagsverzögerung an ihnen zu begünstigen. Es werden also für die Stationsisolatoren entgegengesetzte Maßnahmen gefordert wie für die Freileitungsisolatoren. Sinngemäß sind diese Forderungen natürlich auch auf die in den Stationen angeschlossenen Apparate, insbesondere die Transformatoren, anzuwenden.

Wie hoch man den Sicherheitsgrad der Stationsisolation treiben soll, hängt davon ab, in welchem Maße spannungserhöhende Reflexionen vermieden werden können. Hierdurch wird der Abstand der Kurve 3 in Abb. 32 von den beiden anderen Kurven bestimmt.

In vermaschten Netzen mit den vorher erörterten Schutzmaßnahmen werden demnach für Stationen mit mehreren abgehenden Leitungen keine wirtschaftlich unerträglichen Forderungen an die Stationsisolation gestellt. In Endstationen an unvermeidlichen Ausläuferleitungen würde

dagegen wegen der Reflexionsgefahr eine Verstärkung der Isolation zweckmäßig sein; bei ihnen ist aber die Schaltanlage auch weniger ausgedehnt. Die Kosten fallen weniger ins Gewicht.

### Schutzapparate

Es mag verschieden beurteilt werden, ob bei Durchführung der vorstehend erörterten Maßnahmen der Einbau von besonderen Schutzapparaten entbehrlich oder doch noch als zusätzliches Mittel zweckmäßig ist, oder ob man etwa ohne Beachtung solcher Maßnahmen von vornherein Schutzapparate einbauen und im Vertrauen auf ihre Wirksamkeit es damit bewenden lassen soll. Die Vorbedingungen für eine solche Entscheidung mögen auch von Fall zu Fall verschieden liegen. Überdies wird es noch weiterer Betriebserfahrungen, insbesondere mit neueren Apparaten, bedürfen.

Die Wirkungen, welche man von Schutzapparaten erwartet, soweit man sie überhaupt für wünschenswert erachtet, sind:

1. Abflachung von Wellenstirnen,
2. Energieentziehung,
3. Herabsetzung der zwischen Erde und Leitungen auftretenden Spannungen.

Über die Beanspruchung von Transformatoren durch Wanderwellen sind in Deutschland gründliche wissenschaftliche Untersuchungen angestellt worden [23, 24, 25, 26, 27, 28]. Sie werden sich sicher nützlich erweisen zur Aufklärung von gelegentlichen Störfällen, zu denen vielleicht Resonanzvorgänge besonderen Anlaß geben.

Es wurde bereits erwähnt, daß an modernen Transformatoren in Deutschland Sprungwellenschäden verhältnismäßig selten sind, und daß moderne Großtransformatoren praktisch sprungwellensicher gebaut werden. Darum wird ein Sprungwellenschutz heute in sehr vielen Fällen nicht mehr gefordert. Wo das doch geschieht, werden teils einfache Drosselspulen, teils durch Widerstände überbrückte Drosselspulen verwendet. Gegen einfache Drosselspulen ist zunächst der Einwand zu erheben, daß steile Wellen vor ihnen durch Reflexion erhöht werden. Außerdem haben Untersuchungen ergeben, daß sie mit der Eingangskapazität der Transformatoren Hochfrequenzschwingungen geben können, die durch Resonanzerscheinungen gesteigert werden [3, 4]. Durch Widerstände überbrückte Drosselspulen zeigen diese störende Wirkung nicht und bewirken bei einigermaßen steilen Wellen eine merkliche Abflachung. Kondensatoren werden als Sprungwellenschutz seltener verwendet. Früher vielfach angewandte Apparate mit konzentrierter Glimmwirkung werden heute nicht mehr empfohlen, da sie sich als ziemlich wirkungslos [9] und betriebsunsicher erwiesen haben.

Während somit dem Sprungwellenschutz, insbesondere durch im Leitungszuge liegende Apparate, heute keine große Bedeutung in Deutschland zugemessen wird, interessiert man sich in erhöhtem Maße für die Spannungserniedrigung und Energieentziehung durch Apparate,



welche gegen Erde anzuschließen sind. Der in Deutschland von alters her übliche Apparat dieser Art war der Widerstandsableiter mit vorgeschalteter Funkenstrecke, gewöhnlich als Hörner-Blitzableiter ausgebildet. Die Größe des Widerstandes hat man früher lediglich nach dem Gesichtspunkt bemessen, daß durch den nachfließenden Strom noch eben der Betrieb nicht gestört und der Apparat nicht beschädigt wurde. Gegen quasistationäre Überspannungen mögen derartig bemessene Widerstandsableiter auch eine gewisse Wirkung besitzen. Daß sie aber bei Wanderwellenerscheinungen weder zur Spannungsreduktion noch zur Energieentziehung eine ausreichende Wirkung haben, solange man ihre Widerstände nicht auf die Größenordnung der Wellenwiderstände der angeschlossenen Leitungen bringen kann, hatte man zwar in Deutschland bereits erkannt, als man vor etwa 20 Jahren anfang, sich mit Wanderwellenvorgängen zu befassen [29]. Aber erst später wurden konstruktive Lösungen gefunden, die es ermöglichten, niedrige Ableitungswiderstände betriebssicher anzuschließen [30, 31]. Bei diesen Apparaten erfolgt das Ansprechen in Luft über eine Kugelfunkenstrecke mit möglichst geringer Verzögerung, die Löschung des Lichtbogens aber unter Öl, und zwar dadurch, daß der Lichtbogen der Luftfunkenstrecke sofort durch einen Kurzschließer gelöscht und dieser Schalter dann unter Öl sofort wieder geöffnet wird. Solche Apparate haben sich in ziemlichem Umfang in die Praxis eingeführt, wenn auch nicht immer mit den durch die Theorie geforderten Widerstandswerten.

Natürlich ist gegen sie einzuwenden, daß sie einen festen Widerstand haben, daß sie also die Spannung nicht begrenzen, sondern nur auf einen bestimmten Bruchteil der auftretenden Überspannung herabsetzen. Aus diesem Grunde hat man auch in Deutschland neuerdings das Hauptaugenmerk auf Apparate gelegt, deren Widerstand mit zunehmender Spannung stark abnimmt. Es sind bereits vor einigen Jahren eingehende Untersuchungen über die Wirksamkeit von derartigen Schutzapparaten amerikanischen Ursprungs gemacht worden [32, 9, 33], teils mit dem Kathodenstrahloszillographen, teils durch Steilheitsmessungen an Schleifenleitungen. Es ergab sich dabei übereinstimmend, daß die Ansprech- und Absperrspannungen für deutsche Verhältnisse recht hoch lagen. Vereinzelte praktische Erfahrungen mit solchen Apparaten bei heftigen Gewittern sind nicht günstig gewesen.

Seitdem hat man aber die Weiterentwicklung der ventilartigen Spannungsbegrenzung auch in Deutschland mit großem Interesse verfolgt.

Ein ausgesprochener Ventileableiter ist der Kathodenfallableiter, welcher zur Zeit in Deutschland sowohl für Niederspannungsnetze als auch für Hochspannungsnetze bis 15 kV gebaut wird [34]. Er enthält eine vorgeschaltete Funkenstrecke mit geringer Überschlagsverzögerung.

Es wurde bereits über Betriebsversuche berichtet, die im praktischen Betrieb einer 10 kV-Anlage mit diesem Kathodenableiter gemacht worden sind. Auch Laboratoriumsversuche, über welche die Herstellerfirma kürzlich im engeren Kreise berichtet hat, haben günstige Ergebnisse gezeigt, die im Einklang mit den Betriebsversuchen stehen.

Ebenso wurden bereits in dem Bericht über die praktischen Betriebsversuche Ocelit-Ableiter erwähnt. Das sind Ableiter mit spannungsabhängigen Widerständen, an deren Entwicklung seitens der Herstellerfirma schon seit Jahren gearbeitet wird [35]. Vor einigen Jahren wurden schon einmal kathodenoszillographische Untersuchungen an Ocelit-Ableitern gemacht [9], welche verhältnismäßig günstige Wirkungen zeigten. Neuerdings vorgelegte Ergebnisse von Laboratoriumsversuchen zeigen eine noch stärkere Spannungsabhängigkeit und ermutigen zur Verwendung auch dieser Schutzapparate, die in Deutschland zur Zeit für Spannungen bis 60 kV gebaut werden.

Sowohl der Kathodenfallableiter als auch der Ocelit-Ableiter nähern sich schon beträchtlich der idealen Forderung, daß die Spannung unabhängig von der abzuleitenden Stromstärke konstant gehalten werden soll, wenn sie auch bei beiden nicht voll erfüllt ist. Übrigens gibt auch der Widerstand des Erders eine Stromabhängigkeit der Spannung; er sollte daher möglichst niedrig gehalten werden. Vor allem ist es auch wichtig, daß bei Einbau derartiger Ableiter eine möglichst kurze Verbindung zwischen der Anschlußstelle der Erdleitung des Ableiters und dem Erdleitungsnetz der Station besteht, damit die Ableiter möglichst unmittelbar parallel zu den zu schützenden Apparaten liegen.

Außer Schutzapparaten, welche, wie die vorstehend genannten, durch Leitungsströme gleichzeitig eine Spannungserniedrigung und Energieentziehung bewirken, hat man in Deutschland auch den Anschluß größerer Kondensatorbatterien an die Sammelschiene als Schutzmittel empfohlen. Derartige Anlagen sind an einigen Stellen ausgeführt worden sowohl mit Kondensatoren mit Hartpapierisolation als auch mit Spezialkabelkondensatoren nach *Silbermann* [36]. Auch auf die günstige Wirkung von längeren offenen Kabelstücken, welche an die Sammelschiene angeschlossen werden, ist hingewiesen worden [37]. Die Energieentziehung kann bei Schutzkondensatoren natürlich nur in beschränktem Umfange durch Maßnahmen zur Erhöhung der Dämpfung angestrebt werden. Eine Abflachung steiler Wellenstirnen wird erreicht, eine Erniedrigung der Spannung jedoch nur für mäßig lange ankommende Wanderwellen, sofern man nicht besondere Aufwendungen für größere Kapazitätswerte macht. Diese Wirkung wird aber auch beim Anschluß der Leitungen über Einführungskabelstücke erreicht, der auch in vielen Fällen noch Vorteile für den Stationsbau bietet. Eine große Verbreitung hat die Anwendung von Kondensatoren nicht gefunden. Ihre Betriebssicherheit dürfte aber bei neueren Fabrikaten den gestellten Anforderungen entsprechen.

### Einbaustelle für Schutzapparate

Die Frage nach der zweckmäßigsten Einbaustelle von Schutzapparaten, die zwischen den Phasen bzw. gegen Erde angeschlossen werden sollen, ist auch in Deutschland von brennendem Interesse, nicht nur vom Standpunkt der günstigsten Wirkung der Apparate, sondern auch vom wirtschaftlichen Standpunkt aus. Es ist verständlich, daß dieser letztere für den Anschluß an die Sammelschiene spricht, und daß daher die

Frage besonders aktuell ist, ob technische Bedenken dagegen bestehen [38].

Wenn die Wellen so verflacht ankommen, wie das z. B. bei den vorbeschriebenen Betriebsversuchen mit künstlichem Blitzeinschlag in 8 km Entfernung der Fall war, so hat es sich in der Tat als ziemlich gleichgültig erwiesen, an welche Stelle man den Schutzapparat anschließt; man kann also dann sehr wohl den Anschluß an die Sammelschienen zulassen. Noch deutlicher ist diese Zulässigkeit in der Station zutage getreten, bei welcher die Leitungen über Kabelstücke eingeführt waren.

Ein durchaus gangbarer Weg wäre es also demnach, durch die früher erörterten Maßnahmen das Eindringen steilerer Wellen in die Station

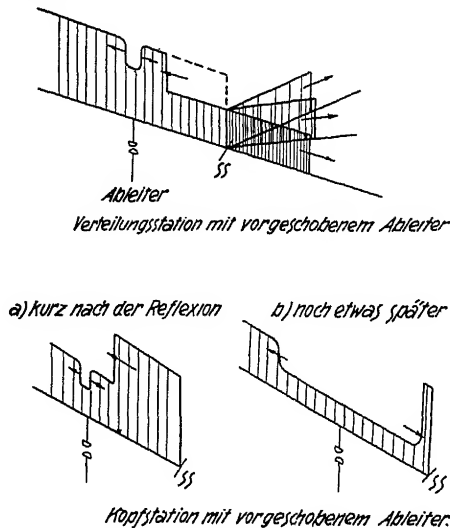


Abb. 33. Rechteckwellen treffen auf Station mit vorgeschobenem Ableiter.  
SS = Sammelschiene

zu verhüten und dann den Schutzapparat an die Sammelschienen anzuschließen.

Soweit man jedoch auch mit dem Eindringen steilerer Wellen rechnen muß, läßt sich die Frage der Anschlußstelle nicht so einfach abtun. Es kommt dabei darauf an, wie groß bei den zu berücksichtigenden Wanderwellen die Spannungsunterschiede auf den zwischenliegenden Leitungsstücken innerhalb der Station werden können. Als Anschlußstellen stehen zur Erörterung außer den Sammelschienen noch die Einführungsstellen der Transformatoren, die Leitungseinführungsstellen und Punkte, die auf den ankommenden Freileitungen der Station ein wenig vorgelagert sind.

Der Anschluß vor den Transformatoren wird besonders in Amerika empfohlen, aber auch in Deutschland erörtert, teils weil man den Transformator so unmittelbar wie möglich schützen will, teils wegen der

Spannungserhöhung durch Reflexion. Letzterer Gesichtspunkt verliert an Bedeutung, je mehr Transformatoren parallel betrieben werden; schon beim Anschluß dreier Transformatoren an eine Sammelschiene kommt er praktisch in Fortfall.

Der Unterschied zwischen der Einführungsstelle und der Sammelschiene wird nur bei nahezu rechteckiger Wellenfront eine praktische Bedeutung haben und auch nur bei ganz geringer Ansprechverzögerung des Ableiters. Dagegen lohnt es, eine Betrachtung darüber anzustellen, wie die Verhältnisse bei einem vorgelagerten Ableiter liegen würden, wenn wiederum zur besseren Übersicht mit Rechteckwellen gerechnet wird. Abb. 33 soll die dann vorliegenden Verhältnisse erläutern. Handelt es sich um eine Verteilungsstation, so hat der Ableiter so lange Gelegenheit, mit der vollen Höhe der ankommenden Welle anzusprechen, bis diese Welle zu den Sammelschienen hin und die Abbauwelle von dort zurückgekommen ist. Bei Rechteckwellen müßte also der Laufweg vom Ableiter bis zur Sammelschiene, doppelt gerechnet, mindestens der Ansprechverzögerung des Ableiters entsprechen. Es ist für solche Verteilungsstationen auch nicht weiter bedenklich, den Ableiter noch etwas weiter von der Station abzurücken.

Anders liegt aber der Fall, wenn es sich um eine Kopfstation handelt oder wenn damit gerechnet werden muß, daß die Station gelegentlich nach Abschaltung aller abgehenden Leitungen den Charakter einer Kopfstation erhält. Dann kann ein zu weites Vorlagern der Ableiter schädlich werden. Denn wenn die einlaufende Welle den Ableiter noch nicht zum Ansprechen bringt, wird das einlaufende Wellenstück in der Station verdoppelt. Die Verdoppelung besteht dann so lange, bis die rücklaufende Welle doppelter Höhe bis zum Ableiter gelaufen ist, diesen zum Ansprechen gebracht hat und nun in abgebauter Höhe wieder bis zur Station zurückgelaufen ist. Die Grenze, bis zu welcher man den Ableiter in solchen Fällen unbedenklich verschieben kann, ist also durch folgende Bedingung gegeben: Die Überschlagsverzögerung der Stationsisolatoren bei verdoppelter ankommender Welle muß größer sein, als dem Hin- und Rücklauf zwischen Station und Ableiter entspricht.

Eine einheitliche Praxis bezüglich des Einbaues von Ableitern hat sich übrigens in Deutschland noch nicht eingeführt; früher hat man Ableiter vielfach an die Sammelschienen gelegt, neuerdings findet man öfters den Anschluß an die ankommende Leitung sowohl in der Station selbst als unmittelbar vor der Einführungsstelle im Freien.

### Schlußbemerkungen

Die vorstehenden Erörterungen über den Blitzschutz elektrischer Hochspannungsanlagen enthalten, wie verschiedentlich betont worden ist, nicht nur Erfahrungsmaterial, sondern auch programmatische Gedankengänge, insbesondere über Maßnahmen beim Bau und Betrieb der Anlagen, deren Einführung in die Praxis noch sorgfältig überwacht und teilweise durch Entwicklungsarbeiten gefördert werden muß. An diesen Problemen wird in Deutschland weitergearbeitet.

Insbesondere müssen auch sorgfältige Beobachtungen ergeben, ob nicht auf andere Überspannungserscheinungen, die nichtatmosphärischer Natur sind, Rücksichten genommen werden müssen, welche die endgültigen Entschlüssen beeinflussen. Solchen Überspannungen wird aber, abgesehen von Sonderfällen, eine geringere Bedeutung beigemessen als den Gewitterüberspannungen.

### Literaturverzeichnis

- [1] *Matthias*, Gewitterstörungen und Blitzschutz. ETZ 1925, H. 24.
- [2] *Matthias*, Fortschritte in der Aufklärung der Gewittereinflüsse auf Leitungsanlagen. Elektrizitätswirtschaft Nr. 413, Juli 1926.
- [3] *Böhm*, Rechnerische und experimentelle Untersuchung der Einwirkung von Wanderwellenschwingungen auf Transformatorenwicklungen. Archiv f. El. Bd. 5, S. 383.
- [4] *Gabor*, Einige Untersuchungen mit dem Kathodenoszillographen zur Aufklärung von Überspannungserscheinungen. Elektrizitätswirtschaft Nr. 413, Juli 1926.
- [5] *Matthias*, Festschrift der Vereinigung der Elektrizitätswerke zur Hauptversammlung München 1925.
- [6] *de Bois*, Proc. of the A.J.E.E. 1914, Bd. 33 I, S. 563. (Dem Verfasser erst kürzlich bekannt geworden.)
- [7] *Norinder*, Undersökningar öfver det luftelektriska fälet vid åskväder. Upsala 1921.
- [8] *Matthias*, Bisherige Ergebnisse der Gewitterforschung der Studiengesellschaft für Höchstspannungsanlagen. Elektrizitätswirtschaft Nr. 424, Januar 1927.
- [9] *Gabor*, Kathodenoszillograph. 1. Forschungsheft der Studiengesellschaft für Höchstspannungsanlagen, Berlin 1927.
- [10] *Binder*, Wanderwellenvorgänge auf experimenteller Grundlage. Springer 1928.
- [11] *Norinder*, Some electrophysical conditions determining lightning surges. Journ. of the Franklin Institute, Vol. 205, Nr. 6, Juni 1928.
- [12] *Berger*, Bulletin des schweizerischen Elektrot. Vereins, Bd. 21, Nr. 3, Februar 1930.
- [13] *Matthias*, Gewittereinflüsse auf Leitungsanlagen. ETZ 1927, H. 41.
- [14] *Simpson*, Lightning. Nature 124, 1929, Nr. 3134.
- [15] *Boys*, Progressive Lightning. Nature 1929, 13. Juli.
- [16] *Toepler*, Gewitter, Blitze und Wanderwellen auf Leitungsanlagen. Mitteilungen der Hermsdorf-Schomburg Isolatoren G. m. b. H. 1926, H. 25.
- [17] *Matthias*, Der gegenwärtige Stand der Blitzschutzfrage. ETZ 1929, H. 41 und Z. d. VDI. 1929, H. 25.
- [18] *Towne*, The lightning arrester and factors effecting its performance and application. Gen. Electr. Rev. August 1929.
- [19] *Atherton*, The ideal lightning-arrester. The Electric Journ. August 1929.
- [20] *Dräger*, Lichtbogenüberschläge hoher Leistung an Freileitungsisolatoren. VDE.-Fachbericht-Sonderheft 1928.
- [21] *Dräger*, Lichtbogenschutz an Isolatorenketten für Höchstspannungsfreileitungen, VDE.-Fachbericht-Sonderheft 1929.
- [22] *H. Müller*, Zeitlupenaufnahmen von Lichtbögen großer Stromstärke an Isolatoren mit und ohne Schutzarmaturen. VDE.-Fachbericht-Sonderheft 1929.
- [23] *Rüdenberg*, E. u. M. 1914, S. 731.
- [24] *Böhm*, Arch. f. El. Bd. 5, S. 408.
- [25] *Rogowski*, Arch. f. El. Bd. 6, S. 265 u. 377.
- [26] *Wagner*, Arch. f. El. Bd. 6, S. 301.

- [27] *Rogowski*, Arch. f. El. Bd. 7, S. 17, 33, 161, 320.
- [28] *Rogowski*, Arch. f. El. Bd. 20, S. 299.
- [29] *Wagner*, Elektromagnetische Ausgleichsvorgänge in Freileitungen und Kabeln. Teubner 1908, S. 46.
- [30] *Biermanns*, Der heutige Stand der Überspannungsfrage. ETZ 1922, S. 302.
- [31] *Kesselsring*, Betrachtungen über den Hörnerableiter. ETZ 1924, H. 31, S. 819.
- [32] *Sommer*, Experimentelle Untersuchungen über das Verhalten von Überspannungsschutzapparaten gegenüber Wanderwellen. Arch. f. El. Bd. 18, S. 283.
- [33] *Flegler*, Die Wirkungsweise von Überspannungsschutzvorrichtungen nach Untersuchungen mit dem Kathodenoszillographen. Arch. f. El. Bd. 19, S. 527.
- [34] *Müller-Hillebrand*, Der Kathodenfallableiter als Gewitterschutz. VDE.-Fachbericht-Sonderheft 1929, S. 51.
- [35] *O. Mayr*, Überspannungsableiter mit spannungsabhängigem Widerstand. AEG-Mitteilungen 1929, H. 3, S. 110.
- [36] *Silbermann*, Elektrischer Kondensator in der Bauart eines Kabels. ETZ 1926, H. 45, S. 1339.
- [37] *Schwenkhagen*, Wanderwellenschutz von Hochvoltstationen durch offene Leitungsenden. Elektrizitätswirtschaft 1926, S. 419.
- [38] *Flegler*, Überspannungen in Starkstromanlagen und ihre Bekämpfung. Arch. f. El. Bd. 20, S. 319.

## Résumé

Le rapport se base sur des travaux amorcés en 1925, en Allemagne, pour élucider les problèmes de la protection contre la foudre.

La collection systématique des expériences acquises par des accidents causés par la foudre dans les grandes usines électriques allemandes a montré entre autres:

une grande diminution de la fréquence relative des accidents pour une tension de service croissante, une grande influence de la qualité des protecteurs à relais, de bons résultats fournis par les cables de terre, le caractère des troubles qui les fait ressembler à des ondes parasites, ces troubles ayant leur point de départ dans un endroit localisé d'influence, la supposition que les troubles ont leur source principale dans des décharges directes.

On ne disposait pas encore de données physiques relatives aux effets de la foudre, en particulier, en ce qui concernait leur durée, pour traiter le problème de la protection. La société d'études pour les installations à haute tension entreprit en Allemagne, dans des stations spécialement organisées à cet effet à Wünsdorf et sur le Monte Generoso des observations systématiques d'orages, en corrélation avec les travaux de *Norinder*.

Il en résulta que de grandes intensités de champ électrique (entre 10 et 100 kV par mètre) ne se produisent qu'immédiatement après des coups de foudre, des variations brusques d'intensité de champ d'environ 100 kV par mètre dans l'intervalle d'un dixième de seconde seulement dans le cas d'une décharge atmosphérique relativement proche, des vitesses de variation de champ jusque 10 V/m et sec seulement si la décharge est éloignée de 300 à 1000 m et des intensités de courant de décharge dépassant 50 000 A.

Pour autant qu'il soit possible de faire des comparaisons, ces résultats ne contredisent pas ceux d'autres endroits.

Le rapport communique des principes pour l'introduction des ces données dans le calcul; ils sont d'accord avec les résultats de la pratique pour affirmer l'improbabilité de troubles sérieux provenant des effets indirects de la foudre. L'examen des conditions lors de décharges directes montrent que l'on peut à peine espérer d'éviter que la décharge ne traverse les isolateurs si elle est quelque peu vive.

Des essais de sollicitation brusque faits avec une grande génératrice dans une ligne en service à 40 kV ont montré, en concordance avec des recherches analogues faites en Amérique que les ondes parasites sont très bien amorties au-delà de la limite de Corona. En conséquence, elles sont déjà bien aplanies en arrivant à la station, si les décharges se produisent à plusieurs km. Elles sont encore beaucoup plus amorties si l'entrée se fait dans la station par câbles souterrains.

L'extension de ces essais aux stations elles-mêmes, faite méthodiquement, en communauté avec la centrale interurbaine de Poméranie, avec deux oscillographes cathodiques a donnée des renseignements concernant la sollicitation des centrales et l'efficacité des appareils de protection, pour des ondes de surtension de longue durée. On poussa les essais jusqu'à donner lieu à des troubles en plein service. Des dispositifs cathodiques pour la suppression des décharges et des parafoudres à résistances en ocelite ont rendu de grands services pour combattre les troubles artificiels.

Le rapport examine les possibilités générales d'une protection contre les décharges atmosphériques, et fait les propositions suivantes, en admettant que les décharges directes sont la cause réelle des troubles:

Dérivation du courant de décharge le long des isolateurs, à l'endroit où elle se produit, dans le plus court délai possible.

Protection des isolateurs contre les avaries par des anneaux protecteurs contre les arcs électriques, ou par d'autres procédés;

Suppression des arcs par dispositifs d'extinction par mise à la terre, ou par disconnection sélective;

Réduction de la sollicitation de la station par une grande subdivision des réseaux;

Augmentation de la rigidité diélectrique et du délai propre des isolateurs des stations.

Quoiqu'on recommande d'augmenter autant que possible la résistance propre des installations aux troubles atmosphériques, on n'en accorde pas moins une grande importance aux appareils de protection contre la foudre. D'un intérêt particulier sont ceux qui limitent la tension indépendamment de l'intensité, par un effet de soupape. Les parafoudres déjà mentionnés semblent se perfectionner favorablement.

L'endroit où on place ces appareils est assez indifférent, pourvu qu'on veille à ce que les ondes soient déjà amorties en arrivant à la station. Dans le cas d'ondes très abruptes, il pourrait être avantageux de disposer les parafoudres à une distance modérée de la station.

On devrait appliquer ces idées dans la pratique, en se guidant sur des essais et des expériences, et en considérant les autres sollicitations dues à des surtensions.

## Generalbericht

# Erdung, Blitzschutz und gegenseitige Beeinflussung von Starkstrom- und Schwachstromleitungen

*Prof. Dr.-Ing. R. Rüdenberg*

Dieser Generalbericht umfaßt folgende Einzelberichte:

### *I. Erdung*

*Bericht Nr. 266:* The Development of Laws and Regulations with Respect to Grounding of Electric Circuits and Apparatus in the United States of America (U. S. A.)  
W. H. Blood Jr.

Für die Erdung von elektrischen Stromkreisen in Niederspannungsanlagen existierten in den U. S. A. in den Anfängen der Elektrotechnik keine Erdungsvorschriften. Speziell bei Wechselstromanlagen bis zu 300 V wurde die Erdung vielfach ausgeführt, um einen Schutz beim Übertritt der Hochspannungsanlage zu erzielen und die Feuer- und Lebensgefahr zu verringern. Später wurde die Erdung in den Vorschriften erlaubt, schließlich empfohlen und heute bei Wechselstrom bis 150 V und bei Gleichstrom bis 300 V vorgeschrieben. Bei Wechselstromkreisen bis zu 300 V wird die Erdung empfohlen und bei noch höheren Spannungen erlaubt. Die Gehäuse von Motoren und Generatoren wurden bereits sehr früh, die von anderen Apparaten erst später geerdet.

Es bestehen in den U. S. A. im wesentlichen zwei Vorschriftenbücher, der „Fire Code“ und der „Safety Code“; beide enthalten sehr ähnliche Erdungsvorschriften. Sie besitzen nur an einzelnen Orten des Landes gesetzliche Kraft, jedoch wird ihre Durchführung besonders von den Feuerversicherungsgesellschaften durch entsprechende Gestaltung der Prämiensätze praktisch erzwungen.

In Wechselstromanlagen soll die Erdung eines Leiters an möglichst vielen Punkten des Netzes erfolgen, jedoch im gleichen Gebäude nur einmal, sodaß Installationsleitungen mit stromführendem Mantel nicht zulässig sind. Der Anschluß an Wasserleitungen wird dem an besondere Rohrerder vorgezogen, da elektrolytische Gefährdung bei Wechselstrom nicht auftritt. In Gleichstromanlagen ist die Erdung eines Leiters nur an einer einzigen Stelle des Netzes erlaubt. Eine Nachmessung der Erdwiderstände wird empfohlen, aber nicht gefordert.

Alle Metallteile, die nicht stromführend sind, müssen an ortsfesten Geräten geerdet werden, dagegen wird dies bei beweglichen Geräten nicht verlangt. Eine einheitliche Meinung über alle Erdungsvorschriften besteht nicht, zahlreiche Fragen sind wegen ihrer Kompliziertheit sehr umstritten, sodaß Kompromißlösungen geschaffen wurden.



*Bericht Nr. 318:* Prises de terre, de protection et de service. Tensions de contact admises (Russie)

Prof. L. I. Sirotinsky, Ing. B. A. Telechév, Ing. Eclai

Die 38-kV-Netze der U. d. S. S. R. betrieb man bis vor kurzem mit Erdung des Sternpunktes. Wegen Störungen durch Beeinflussung von Schwachstromleitungen und Gefährdung durch große Erdschlußströme vollzieht sich ein Übergang zum Arbeiten mit isoliertem Sternpunkte. Die 115-kV-Leitungen waren ursprünglich für isolierten Sternpunkt gebaut, wobei Erdschlußlöcher vorgesehen waren. Sie sind aber nach amerikanischem Vorbild mit Sternpunktserdung in Betrieb genommen und arbeiten damit noch heute.

Man ist davon abgegangen, die Erdungsanlagen für die Sternpunktserdung dem ungünstigsten möglichen Fall, nämlich dem Erdkurzschluß beim Einsatz aller Maschinen, anzupassen, da die Kosten zu hoch werden, und der Fall nur selten eintritt. Man bemißt sie heute, entsprechend einer Berührungsspannung, die gemäß dem Schritt-Spannungsgefälle einen gewissen Bruchteil der gesamten Erdspannung ausmacht. Die Berührungsspannung ist nach der Besiedelungsdichte in der Umgebung der Erdung gestaffelt. In unbewohnten Landstrichen ist sie beliebig hoch zulässig, bei schwach besiedelten Gegenden 500 V bei geerdetem, 250 V bei isoliertem Sternpunkt, und sinkt innerhalb von Ortschaften bis auf 150 V herab. Ist dies nicht erreichbar, so darf sie in Sonderfällen auch in Ortschaften bis 500 V steigen, wenn die Leitung mit höherer Isolationssicherheit ausgeführt wird.

Die Berührungsspannung ist mit einer Stromstärke zu berechnen, die bei geerdetem Sternpunkt dem einphasigen stationären Erdkurzschlußstrom entspricht und bei isoliertem Sternpunkt dem Doppelerdschlußstrom. Sind Löcher oder automatische Erdschlußabschaltung vorhanden, so ist nur der einphasige kapazitive Erdschlußstrom in Rechnung zu ziehen.

Ein Anschluß der Erdung an öffentliche Wasserleitungen ist verboten, dagegen an Spezialwasserleitungen empfohlen. Ebenso wird sie an Erdseile von Freileitungen, Armaturen von Kabeln, Eisengerüste der Gebäude und Fundamente angeschlossen und nach Bedarf, besonders bei felsigem Boden, durch ein dichtes Netz aus Bänderdern verstärkt. Der Erdwiderstand muß laufend kontrolliert und in ein Betriebsbuch eingetragen werden.

Erdungsmessungen an Masten, einerseits mit Betonfundamenten, andererseits mit Eisenschwellenfundamenten, ergaben bei beiden einen Erdwiderstand von 4 bis 5  $\Omega$  bei sumpfigem Boden, 25 bis 30  $\Omega$  bei Sandboden.

\*) Memorandum on Earthing and Electrical Accidents and Troubles in Industrial Plants. I. E. E. Wiring Regulations (Great Britain)

British National Committee

In England werden die Erdungsvorschriften auf Grund bestimmter Gesetze im allgemeinen vom „Electricity Commissioner“ erlassen. Für Fabriken, Werkstätten und gefährliche Betriebe gibt das „Home

\*) Kein Bericht der Zweiten Weltkonferenz, New York, 1945, über die Erdung von Hochspannungsanlagen.

Office“, für Bergwerke das „Mines Department“ amtliche Vorschriften heraus. Außerdem können örtliche Behörden Vorschriften zum Schutz des Publikums erlassen. Allen Vorschriften liegen meistens die „Regulations for the Electrical Equipment of Buildings“ zugrunde, die von der „Institution of Electrical Engineers“ ausgearbeitet sind.

Bemerkenswert sind aus den zahlreichen Vorschriften, daß für Anlagen bis 30 V Wechselstrom und 100 V Gleichstrom keine Schutzerdung verlangt wird, daß Zuleitungen zu Motoren oder Lampen in geerdeten Metallrohren verlegt werden müssen, daß bei Anlagen über 125 V der Mittelpunkt in einem einzigen Punkt zu erden und der Erdstrom dauernd zu überwachen ist. Bei Hochspannungsanlagen darf der Sternpunkt geerdet oder isoliert werden. Im letzteren Fall wird Erdschlußüberwachung vorgeschrieben. Bei Hochspannungsfreileitungen sind Erdseile zwischen den Masten vorgeschrieben und eine gute Erdung der Seile mindestens an 4 Punkten für jede Meile verlangt. Die Masterdung kann ersetzt werden durch gute Relaisüberwachung der Hochspannungsanlage.

## *II. Starkstrom-Schwachstrom-Beeinflussung*

*Bericht Nr. 312:* Influence des lignes de transmission électrique, à haute tension sur les lignes télégraphiques (Russie)  
Prof. P. A. Asboukine, Ing. E. N. Petrinsky et Ing. Gratschev, Ing. Markovic, Ing. Telechév

Es wird über Messungen des Wechselinduktionskoeffizienten zwischen Starkstrom- und Schwachstromleitungen berichtet, die zur Prüfung neuerer theoretischer Formeln durchgeführt wurden. Die Hochspannungsleitung der Kraftübertragung Wolchhoff war 130 km lang, der kleinste Abstand von der Telegraphenleitung war 100 m. Die Wechselinduktanz wurde bei entfernt liegenden Doppelerdschlüssen der Hochspannungsleitung gemessen.

Die Resultate wurden mit verschiedenen deutschen Arbeiten verglichen, sowohl mit den in den älteren und den neuesten VDE-Vorschriften enthaltenen Berechnungsformeln als auch mit inzwischen durchgeführten tiefer gehenden theoretischen Untersuchungen, die auch die Stromverdrängung der Erdrückströme mit in Rechnung ziehen. Es ergab sich, daß die Meßwerte  $\frac{1}{2}$  bis  $\frac{2}{3}$  der VDE-Werte und etwa  $\frac{1}{2}$  der theoretischen Werte ergaben. Dies wurde auf die starke Schirmwirkung zurückgeführt, die durch 4 an allen Abspannmasten gut geerdeten Erdseile verursacht wird. Die Schirmwirkung von geerdeten Schwachstromleitern wurde demgegenüber als geringfügig festgestellt.

Weitere Messungen wurden an dem Ringnetz der Stadt Moskau, das Sternpunktserdung besitzt, bei einpoligem Erdkurzschluß ausgeführt. Die Ergebnisse waren ähnlich wie die vor mehreren Jahren in Deutschland bei Döberitz erhaltenen und lassen sich gut durch einige empirische Formeln wiedergeben, deren Bau allerdings von kleinen bis zu großen Abständen wechseln muß. Auch hier wurde die starke Schirmwirkung von Erdseilen festgestellt. Trotzdem ist die Beeinflussung auch bei Abständen über 1000 m nicht zu vernachlässigen.

*Bericht Nr. 35:* Beiträge zur Frage der Beeinflussung der Fernmeldeleitungen und -einrichtungen durch Starkstrom (Deutschland)

Dr. H. Klewe, Prof. A. Rachel und Mitarbeiter

Die Störungen in Fernmeldeanlagen, die von Starkstromleitungen herrühren, lassen sich am einfachsten durch eine „äquivalente Störspannung“ ausdrücken, die auf 800 P/s bezogen ist und die gleiche Störung wie die wirkliche Betriebsspannung mit ihren Überspannungen erzeugen würde, wenn sie an deren Stelle in der Starkstromleitung wirken würde. Eine große Zahl von Messungen ergab, daß die durch Wechselstromgeneratoren erzeugten Störspannungen sehr gering sind. Bei Gleichstromquellen schwanken sie jedoch in sehr weiten Grenzen, etwa wie 1 : 100. Im letzteren Falle sind sie bei Generatoren relativ klein, bei Gleichrichtern relativ groß, am höchsten beim Parallelbetrieb mehrerer Gleichrichter, die aus verschiedenartigen Transformatorschaltungen oder verschiedenartigen Drehstromnetzen gespeist werden und dauernd Ausgleichsströme führen.

Bei Hochspannungsleitungen muß der Abstand der Fernsprechleitungen mit zunehmender Spannung größer und größer werden. Dies ist für Kreuzungen beider Leitungen unmöglich, es werden deshalb Berechnungsmethoden zur genauen Erfassung der Wirkung von Kreuzungen mitgeteilt, die der experimentellen Prüfung noch harren.

Die Gefährdung der Schwachstromleitungen durch Doppelerdschluß läßt sich durch induktive Löschung der Starkstromnetze weitgehend vermindern, während sie bei Sternpunktserdung bei jedem Erdschluß vorhanden ist. Auf der Schwachstromseite wendet man Überschlusssicherungen zur Ableitung starker Störspannungen gegen Erde an, die jedoch bei ihrer Entladung starke Knallgeräusche erzeugen. Neuerdings vermeidet man diese Knallwirkungen durch magnetische Kopplung der in Schwachstromhin- und -rückleitung angebrachten Sicherungen, wodurch sie gleichzeitig ansprechen und keine kurzdauernden Ausgleichsströme in den Endapparaten ergeben.

Das wirksamste Schutzmittel auf der Schwachstromseite ist Verkabelung der Leitungen und Vermeidung der Erde als Rückleiter. Längsspannungen treten dann nur noch bei Unsymmetrie der Fernsprechdoppelleitung auf, die man demgemäß unter 0,25% halten soll. Durch Kreuzen der Adern oder Abgleichung durch Zusatzkondensatoren läßt sich dies stets erreichen. Ein metallischer Schirm, insbesondere auch ein hochinduktiver Kabelmantel schützt die Adern ebenfalls weitgehend gegen äußere Einwirkungen.

Beim Zentralbatteriebetrieb von Nebenstellen pflegt man zwei Leitungen und die Erde als Rückleitung zu verwenden. Auch hierbei bewirkt die unterschiedliche Impedanz der beiden Leitungsschleifen eine erhebliche Empfindlichkeit gegen Störungen. Durch Abgleichen der Impedanzen oder durch Erhöhung der Impedanzen mit Hilfe einer Drosselspule in der Erdleitung lassen sich die Starkstrombeeinflussungen stark vermindern. Außer dieser Symmetrierung ist es zweckmäßig, bei neuen Fernsprechleitungen

die Kreuzungsabstände bis auf 0,5 km herunter zu verkleinern, um auch das Leitungsgebilde selbst möglichst symmetrisch zu machen.

Bei Wechselstrombahnen mit Erdrückleitern und bei ebensolchen Gleichstrombahnen mit überlagerten wechselstromartigen Oberschwingungen werden die Schwachstromstörungen durch den zurückfließenden Schienenstrom wesentlich vermindert, der bei metallisch gut verbundenen Schienen im ganzen Frequenzbereich bis zu 2000 P/s etwa 50% des Störstromes der Fahrleitung beträgt.

*Bericht Nr. 401:* Welche Aufgaben fallen der elektrotechnischen Industrie und den Elektrizitätsunternehmen bei Bekämpfung der Empfangsstörungen im Rundfunk zu? (Deutschland)  
Dr. Bredow

Auf Grund von Untersuchungen über Empfangsstörungen bei Rundfunkteilnehmern wird die Wichtigkeit der Beseitigung derartiger Störungen betont. Sie rühren vielfach von Groß- und Kleinmotoren aller Art, Straßenbahnen, Gleichrichtern her, in neuerdings steigendem Maße von Haushaltsmotoren und besonders von Hochfrequenzheilgeräten, deren Zahl im Wachsen begriffen ist. Die störenden hochfrequenten Einwirkungen entstanden in dem Raumgebiet um die Starkstromanlagen schon von jeher. Sie wirken sich nur erst jetzt durch die immer empfindlicher werdenden Rundfunkgeräte als Störungserscheinungen gegenüber deren geregelter Klangübertragung aus. Die 3 Millionen Rundfunkhörer, die allein in Deutschland vorhanden sind, bilden demgegenüber fast eine „elektrische Öffentlichkeit“, die Interesse an einer ungestörten Weiterentwicklung besitzt. Es wird die Frage aufgeworfen, welche Maßnahmen zu ergreifen sind, um in Zukunft solche Rundfunkstörungen durch Neuanlagen oder durch Ausbau von vorhandenen Starkstromanlagen zu verhindern, und wie man die von den bisherigen Starkstromanlagen herrührenden Störungen vermindern kann.

### *III. Gewitter- und Blitzschutz*

*Bericht Nr. 263:* Lightning and its Effect on the Design of Transmission Lines and Apparatus from the Economic and Engineering Standpoint (U. S. A.)  
F. W. Peek Jr.

Schaltüberspannungen rufen in Starkstromnetzen keine unbeherrschbaren Störungen hervor, da höhere Werte bis zum maximal Sechsfachen der Phasenspannung nur äußerst selten auftreten.

Dagegen sind Überspannungsstörungen unserer elektrischen Netze durch Blitzschläge unangenehmer und häufiger. Zu ihrer Erforschung sind in den letzten Jahren weitreichende Untersuchungen durchgeführt worden. Einerseits wurden die natürlichen Überspannungen auf den Leitungen mit Hilfe von Klydonographen und Kathodenstrahloszillographen in ihrer Höhe und Häufigkeit gemessen, andererseits wurden künstliche Überspannungswellen mit Blitzgeneratoren bis zu 5 Mill. V

hergestellt. Über die Natur des Blitzes sind dabei quantitative Kenntnisse gewonnen.

Am gefährlichsten sind besonders für Hochspannungsanlagen steile Sprungwellen, die durch direkten Blitzeinschlag in die Leitung hervorgerufen werden. Übliche Freileitungsisolatoren besitzen eine erheblich höhere Spannungsfestigkeit für diese Stoßwellen als gegenüber der Betriebsfrequenz, was günstig für ihre Sicherheit ist und vielleicht in Zukunft noch gesteigert werden kann. Direkte Gewitterwellen werden auf Freileitungen durch die Korona schon nach kurzer Laufzeit stark gedämpft.

Influenzierte Wanderwellen, die von benachbarten Blitzeinschlägen herrühren, treten störend vor allem in Mittelspannungsnetzen auf. Möglichst niedrige Leitungsführung über der Erde vermindert ihre Größe.

Um eine möglichst gewitterfeste Leitung zu erzielen, empfiehlt sich die Umgehung gewitterreicher Landschaften, vermehrte Verwendung von Erdseilen bei guter Masterdung, stärkere Leitungsisolations bei unvermeidlich hohen Mastwiderständen sowie die Einschaltung kurzer Freileitungsstrecken vor den Stationen, die schwächer isoliert werden als die normale Strecke. Es wird angeregt, jeden Leitungsisolator mit einem gedämpften Blitzableiter auszurüsten.

Die Überschlagsfestigkeit der Transformatordurchführungen sollte nach Möglichkeit größer als die der Freileitungen sein und die der Transformatorwicklung noch höher. Es ist durch Anbringung von Wicklungsschirmen gelungen, die Verteilung der Spannungsbeanspruchung in Transformatoren auch gegenüber einfallenden Sprungwellen ebenso gleichförmig zu machen wie für die reguläre Betriebsspannung.

*Bericht Nr. 423: Gewitterforschungen und Blitzschutz (Deutschland)*  
Prof. A. Matthias

Die systematische Sammlung der Gewittererfahrungen in deutschen Leitungsnetzen seit 1925 hat ergeben, daß die Haupturheber aller Störungen sehr wahrscheinlich direkte Blitzeinschläge in die Leitung sind. Sie rufen sprunghafte Wanderwellen mit steiler Stirn hervor. Anlagen mit hoher Betriebsspannung sind viel weniger gestört als solche mit niedriger. Dabei ist der Schutzwert der Erdseile und die Güte des Relaischutzsystems von starkem Einfluß auf die tatsächlichen Betriebsunterbrechungen. Die Störungen wirken sich meist in Überschlägen von Isolatoren aus, Schädigungen an Transformatoren sind recht selten aufgetreten.

Experimentelle Beobachtungen der Gewitter mit Hilfe von Antennen in Wünsdorf bei Berlin und auf dem Monte Generoso bei Lugano ergaben Feldstärken in der Luft zwischen 10 und 100 kV/m sofort nach dem Blitzeinschlag und Feldstärkenänderungen von 100 kV/m innerhalb  $\frac{1}{10}$  s. Die Blitzstromstärken wurden in der Größenordnung von 50 000 A gemessen. Bei derartigen Blitzschlägen in die Freileitungen sind Überschläge der Isolatoren kaum zu vermeiden.

Versuche mit einem Stoßgenerator an einem betriebsmäßigen 40-kV-Netz ergaben außerordentlich starke Wanderwellendämpfung oberhalb

der Koronargrenze der Leitung. Besonders starke Wellenabflachung ergab sich bei Einführung der Leitung in die Station über nicht zu kurze Kabelstücke. Neuere Überspannungsableiter, deren Spannung von der Stromstärke relativ wenig abhängt, ergaben einen guten Schutz der Anlage, die ohne ihre Anwendung übergeschlagen war.

Als Schutz gegen Gewitterüberspannungen wird die Ableitung des Blitzstromes über ventilartige Blitzschutzapparate oder direkt über die Freileitungsisolatoren vorgeschlagen, die keine zu hohe Überschlagnspannung und eine möglichst geringe Überschlagnverzögerung besitzen sollen. Die Anbringung von Schutzringen ist hierfür nützlich und sichert gleichzeitig gegen Lichtbogenschäden. Stationsisolatoren und Transformatoren sollen möglichst hohe Überschlagnspannung und große Verzögerungszeit besitzen. Die Verwendung von induktiven Erdschlußlöschleinrichtungen und die Benutzung selektiver Relaischutzsysteme beseitigen die entstandenen Lichtbogen und reduzieren die Betriebsunterbrechungen durch Erdschlüsse und Kurzschlüsse auf ein geringes Maß.

## Entwicklungslinien

### *I. Erdung*

Während die Erdung oder Nichterdung der stromführenden Leiter sowie der sonstigen metallischen Geräteteile früher freigestellt war, sind in den letzten Jahren in vielen Ländern Vorschriften erlassen, nach denen abhängig von der Spannung oder der Art der Geräte und der Feuchtigkeit der umgebenden Räume eine Erdung vorgeschrieben wird, um die Feuer- oder Lebensgefahr bei Berührung der elektrischen Geräte zu verringern, insbesondere für den Fall, daß Hochspannung aus angrenzenden Leitungen in die Niederspannungsnetze übertritt. Es besteht die Neigung, die Erdung nicht nur bei ortsfesten Maschinen, Apparaten und Geräten durchzuführen, sondern sie auf bewegliche Geräte mit Anschlußschnüren zu erstrecken.

Die Vorschriften gründen sich meistens auf die Annahme bestimmter gefährlicher Werte der Berührungsspannung, während in Wirklichkeit nicht die Spannung, sondern der den menschlichen Körper durchfließende Strom die schädlichen Wirkungen hervorbringt. Über das quantitative Maß von Spannung und Strom, die lebensgefährlich oder gar tödlich sind, ist noch nicht viel Material veröffentlicht.

### *II. Starkstrom-Schwachstrom-Beeinflussung*

Die Bestimmung der störenden Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Starkstromleitungen stößt auf die Schwierigkeit der einwandfreien Messung der störenden Effekte. Die Einführung einer äquivalenten Störspannung, die die Wirkung aller störenden Frequenzen auf eine einzige, willkürlich herausgegriffene reduziert, hat die verschiedenen Störungsmöglichkeiten unter sich vergleichbar gemacht und den Weg zu einer quantitativen Verfolgung der Störungserscheinungen geebnet.

Eine weitere Schwierigkeit liegt darin, daß die stärksten Störungen durch die beim Erdkurzschluß oder Doppelerdschluß von Starkstromleitungen auftretenden Erdrückströme verursacht werden. Man hat in den letzten Jahren erkannt, daß für die Fernwirkung die Leitfähigkeit des Erdbodens und ihre Verteilung von ausschlaggebender Bedeutung ist, da sie die Stärke und das Entfernungsgesetz der Störungen bestimmt. Da die Größe und Verteilung der Bodenleitfähigkeit von Fall zu Fall und von Land zu Land recht stark variiert, so muß sich die Vorausbestimmung der Fernmeldestörungen entweder mit Mittelwerten abfinden, oder sie muß sich auf Vorprüfungen am Ort der späteren Leitungen stützen. Wegen der anwachsenden Fernwirkung der Starkstromleitungen mit zunehmender Spannung und Leistung und der größer werdenden Dichte der Stark- und Schwachstromleitungsführungen ist die Vorausberechnung und der Schutz gegen diese Beeinflussungen von Wichtigkeit, da man sonst in dicht besiedelten Ländern bald keinen Platz mehr für die oberirdische Führung beider Leitungen besitzt.

Große Erfolge in der Beseitigung der Starkstromstörungen hat man insbesondere auf der Schwachstromseite dadurch erzielt, daß man sämtliche Leitungen, insbesondere mit ihrer Selbstinduktion und Kapazität, aber auch mit ihren Sicherungsanordnungen, vollkommen symmetrisch baut. Dies erreicht man durch häufige Kreuzung der Leitungen, durch Abgleichen unsymmetrischer Kapazitäten; durch Zusatzkondensatoren, durch Einbau von Drosselspulen zum Ausgleich verschiedenartiger Induktanzen, schließlich durch Erzwingung genau gleichzeitigen Ansprechens von Durchschlagssicherungen gegen Erde. Selbst bei verkabelten Fernsprechleitungen, die sehr viel unempfindlicher gegen Störungen sind wie Freileitungen, bewähren sich diese Mittel bei den hohen Erdströmen unserer heutigen Starkstromanlagen aufs beste.

Die beim Anwachsen der Rundfunktechnik neuerdings aufgetretenen Rundfunkstörungen können naturgemäß nicht durch ausreichenden Abstand von Störer und Gestörtem beseitigt werden. Sie erfordern vielmehr besondere Störfreimittel auf beiden Seiten. Die Anforderungen an die Starkstromgeräte hinsichtlich der Erzeugung der störenden Oberwellen und an die Rundfunkgeräte hinsichtlich der Unempfindlichkeit auf diese Störungen sind bisher noch nicht genügend durchforscht worden:

### *III. Gewitter und Blitzschutz*

In den letzten Jahren sind durch das experimentelle Studium der Gewittererscheinungen und ihrer Einwirkungen auf elektrische Anlagen mit modernen Meßinstrumenten, wie Klydonographen und Kathodenstrahloszillographen, Erkenntnisse gewonnen, die weit über die bisherigen meteorologischen Kenntnisse hinausgehen. Influenzierte Ladungen benachbarter Blitze können höchstens für Mittelspannungsnetze schädlich sein. Für Hochspannungsnetze ist vor allem der direkte Blitzeinschlag gefährlich, dessen Wanderwellenform gemessen und im Laboratorium bis zu extrem hohen Spannungen nachgeahmt werden kann.

Die Entwicklung der Leitungsisolatoren hinsichtlich der Überschlagsfestigkeit gegenüber der regulären Betriebsfrequenz und gegenüber Sprungwellen sowie hinsichtlich der Größe des Entladeverzugs sucht sich diesen Erkenntnissen anzupassen. Ebenso sind neuere Überspannungsableiter entwickelt worden, die die beim Blitzeinschlag auftretenden Stromstärken unter ausreichender Absenkung der Spannung abzuführen gestatten. Die starke Dämpfung der hohen Blitzspannungen längs der Leitung macht entferntere Blitzschläge ziemlich ungefährlich für die Stationen. Man kann ihre Wirkung außerdem durch eine Vorstrecke der Leitung mit verminderter Isolation noch weiter herabsetzen.

Schirmringe an den Leitungsisolatoren zur Vergleichmäßigung ihrer Spannungsverteilung und zum Schutz gegenüber Erdschlußlichtbögen haben sich allgemein durchgesetzt. Transformatorwicklungen kann man gegen Sprungwellen durch zweckmäßige Wicklungsanordnung heute ebenso fest wie gegen langsame periodische Spannungen machen.

### Diskussionsvorschläge

1. Von welcher Grenze der Spannung oder des Stromes an tritt eine physiologische oder lebensgefährliche Einwirkung auf den menschlichen Körper ein?
2. Ist die Erdung der Gehäuse beweglicher elektrischer Geräte über Anschlußschnüre zu empfehlen?
3. Welche Grenzen der elektrischen Bodenleitfähigkeit treten in den verschiedenen Ländern und Landesteilen auf, und in welchem Maße wirken sie auf die Störungen von Schwachstromleitungen ein?
4. Welche technischen Anforderungen muß man an Starkstromgeräte und an Rundfunkgeräte zur Verhinderung von Rundfunkstörungen stellen?
5. Ist es zweckmäßig, die Isolationsstärke von Hochspannungsleitungen, Schaltanlagen und Transformatoren gleichmäßig zu halten, oder empfiehlt sich eine Stufung und in welcher Richtung?
6. Wie wirken sich die Folgen von Blitzeinschlägen einerseits bei Sternpunktserdung, andererseits bei induktiver Erdschlußlöschung auf die Betriebssicherheit großer Hochspannungsnetze aus?



## General Report

# Earthing, Lightning Protection and the Effects of Power Lines on Telephone and Telegraph Lines

*Prof. Dr.-Ing. R. Rüdenberg*

This general report comprises the following papers:

### *I. Earthing*

*Paper No. 266:* The Development of Laws and Regulations with Respect to Grounding of Electric Circuits and Apparatus in the United States of America (U.S.A.)  
W. H. Blood Jr.

No regulations with respect to the earthing of electric circuits in low tension installations, existed in the U.S.A. in the early days of electrical engineering. Earthing was introduced more especially on alternating current networks up to 300 V, in order to give protection at the points where transformation from the high voltage network took place and in order to reduce the danger of fire and to human life. Later on earthing was permitted under the regulations, subsequently it was recommended and today it is obligatory for alternating current up to 150 V and for direct current up to 300 V. Earthing is recommended on alternating current circuits up to 300 V and permitted for higher pressures. The frames of motors and generators were earthed long ago, but the frames or casings of other apparatus only later.

In the U.S.A. there are two principle books of rules, the "Fire Code" and the "Safety Code"; both contain very similar instructions regarding earthing. They are legally binding only in certain places in the country, but their adoption is practically made obligatory because the fire insurance companies fix their premiums according to whether the rules are followed or not.

In alternating current networks a conductor is to be earthed at as many points as possible, but at one place only in any given building, so that conductors with a current carrying outer sheath are not permissible. Earth connections to water pipes are preferred to special tube earthings, as there is no danger of electrolysis with alternating current. In direct current networks earthing is only allowed at one point. Measurement of the earth resistance from time to time is recommended but not enforced. All non-current carrying metal parts of fixed apparatus must be earthed but this is not required for movable apparatus. General agreement on the earthing rules does not exist, and many cases are disputed an account of complexity of the conditions so that the questions have to be solved by a compromise.

*Paper No. 318: Prises de terre, de protection et de service. Tensions de contact admises (Russie)*

Prof. L. I. Sirotinsky, Ing. B. A. Telechév, Ing. Eclai

Until recently the 38 kV networks of the U.S.S.R. were run with the neutral point earthed. They are now changing over to working with insulated neutral point on account of disturbing effects on signal current circuits and risk on account of strong currents to earth. The 115 kV networks were originally arranged for insulated neutral point, with provision of blow-out arrestors; but they were put in service with earthed neutral point in accordance with American practice, and are working thus at the present time.

The practice of designing the earth connection to the neutral point for the worst possible conditions, that is a dead earth with all machines on load, has been given up on account of the cost and because such a case arises but rarely. The connection is designed for a contact potential voltage which varies according to the potential gradient and forms a certain percentage of the total voltage to earth. This contact potential is graded according to the density of the population in the neighbourhood of the earthing. In uninhabited districts it can be made as high as may be desired, in lightly populated areas it is 500 V where the neutral point is earthed, 250 V with neutral point insulated and in villages and towns it drops down to 150 V. If this is not feasible the voltage may be brought up to 500 V, in special cases even in villages and towns, provided the line is well insulated.

The contact potential is calculated on a current density based on the constant short circuit current to earth of a single phase when the neutral point is earthed and when insulated the current is taken at double that value. If there are arrestors or automatic cut-outs which open the connection to earth, then only the capacity current to earth of a single phase is taken into account.

Earthing to public water mains is forbidden, on the other hand it is recommended to earth on to private water supply pipes. Earth cables of overhead transmission lines, armouring of cables, steel work of buildings and foundations may be utilized and these may be reinforced by a network of strip earths where the ground is rocky. The resistance to earth must be regularly verified and noted in a log book.

Resistance measurements on poles, with concrete foundations on the one hand and steel sleeper foundations on the other, showed in both cases a resistance of 4 to 5 Ohms in swampy ground and 25 to 30 Ohms in sandy soil.

<sup>1</sup>Memorandum on Earthing and Electrical Accidents and Troubles in Industrial Plants. I. E. E. Wiring Regulations (Great Britain)

British National Committee

In England the rules regarding earthing are issued by the "Electricity Commissioner" and are based on certain laws. For factories, work-

<sup>1</sup> This is no report of the Second World Power Conference, but was compiled by the General Reporter for the General Report only, from literature supplied by the International Executive Council of the World Power Conference in London.

shops and dangerous processes, the "Home Office" issues official instructions while the "Mines Department" does the same for the mines. In addition local authorities may issue by-laws for the protection of the public. All the different rules are principally based on the "Regulations for the Electrical Equipment of Buildings" which are compiled by the "Institution of Electrical Engineers".

It is noticeable that among the numerous rules there is no regulation stipulating for protective earthing on alternating current installations up to 30 V and on direct current installations up to 100 V, and that lines to motors or lamps must be run in earthed metal conduits; that in installations of over 125 V the neutral point is to be earthed at one place and the current to earth must be continuously observed. In high tension systems, the central point (star) may be earthed or left insulated. In the latter case observation must be made for indications of leakage to earth. In high tension overhead transmission lines earth cables have to be run between the poles and a reliable earthing of the cables must be arranged for to the number of not less than 4 to the mile. The earthing of the poles may be replaced by well designed relay supervision of the high tension network.

## *II. Influence of Power Currents on Signalling Currents*

*Paper No. 312:* Influence des lignes de transmission électrique, à haute tension sur les lignes télégraphiques (Russie)  
Prof. P. A. Asboukine, Ing. E. N. Petrinsky et Ing. Gratschev, Ing. Markovic, Ing. Telechév

The authors report on measurements of coefficients of interchanging induction between power current and signalling current lines, which were undertaken with a view to proving new theoretical formulae. The *Wolchhoff* high tension power transmission line is 130 km long, the shortest distance from the telegraph line being 100 m. The interchanging inductance was measured by means of widely spaced double earth connections on the high tension line.

The results were compared with various German experiments, using both the old and the new formulae of the V.D.E. regulations, and comparisons were also made with certain more detailed theoretical investigations, which were carried out in the meantime and which also take into account the skin effect of the return earth currents. The results obtained gave figures from  $\frac{1}{2}$  to  $\frac{2}{3}$  of the V.D.E. and about  $\frac{1}{2}$  of the theoretical values. This was explained by the strong screening effect of 4 well earthed cables attached to each of the straining poles. The screening effect of earthed telegraph poles was found to be relatively negligible.

Further measurements were made on the ring mains of the city of Moscow, which has the neutral point earthed. This was done by connecting one pole to earth. The results were similar to those obtained some years ago in Germany at Döberitz, and can be arrived at by one or two empirical formulae, the form of which has to be varied according

to whether the spacing between the two lines is great or small. Here again the screening effect of earth wires was noticed. Nevertheless inductance should not be neglected even at distances of over 1000 m.

*Paper No. 35:* Beiträge zur Frage der Beeinflussung der Fernmeldeleitungen und -einrichtungen durch Starkstrom (Deutschland)

Dr. H. Klewe, Prof. A. Rachel and collaborators

The disturbances in communication lines due to power lines, can be most easily expressed by means of an "equivalent disturbing voltage", which is based on 800 cycles per second and which would produce the same disturbing effect as the actual line voltage with its higher harmonic voltages, if it was working in the transmission line in place of the latter. A large number of observations resulted in the fact that the disturbing voltages produced by alternating current generators are very small. But with direct current they vary over a wide range, approximately from 1 to 100. In this latter case they are relatively small with generators and are a maximum with several rectifiers running in parallel, when these are fed from different arrangements of transformers or from different 3-phase networks and thus carry equalizing currents all the time.

The distance between high tension lines and telegraph lines must be made greater and greater as the voltage increases. This method cannot be applied when the lines cross each other, hence methods of calculation for arriving with exactitude at the effect of crossings, are communicated, but these still await experimental confirmation.

The danger to light current lines of double earthing can be largely minimized by inductive extinction of the power current networks while it can be relied upon to exist in every earth in case of neutral point earth. Light current engineers use flash-over safety fuses to carry off heavy pressure disturbances to earth, which do not, however, create any detonation during their discharge. Of late detonations are avoided by magnetic couplings of the safety fuses installed in light current positive and negative lines, thus making them response simultaneously and producing no compensating currents in the terminal apparatus.

The most effective means for coping with the situation on the light current side is to cable the lines and avoid earth as return conductor. Longitudinal pressure can then only arise in case of asymmetry of double telephone lines which should be kept under 25%. A metallic screen, and particularly a high-inductive cable sheath will effectively protect the conductors against outside influences.

In case of central battery operation in substations it is the custom to use two lines and the earth as return line. In this instance also the different impedance of the two line loops has the effect of producing great sensitiveness to disturbances. By compensating the impedances and increasing them by means of a choke coil in the earth line it is possible to greatly minimize power current influences. Apart from such symmetrization it is advisable in new telephone lines to reduce

distances between crossing to 0.5 km in order to symmetrize the general arrangement as much as possible.

On alternating current traction systems with an earth return and likewise on continuous current systems with superimposed higher harmonics of an alternating character the disturbance of the signalling current is materially reduced by the return current in the rails, which with good bonding of the rails and considered over the whole range of frequencies up to 2000 cycles per second form 50 % of the disturbing current of the traction lines.

*Paper No. 401:* Welche Aufgaben fallen der elektrotechnischen Industrie und den Elektrizitätsunternehmungen bei Bekämpfung der Empfangsstörungen im Rundfunk zu? (Deutschland)

Dr. Bredow

The importance of removing such interference is emphasized by investigation in connection with interference with reception by wireless subscribers. They arise to a great extent from large and small motors of all descriptions, tramways, rectifiers, and recently to an increasing extent from domestic motors and especially from high frequency medical apparatus, the number of which is growing. The disturbing high frequency influences have always been present in the neighbourhood of power installations. It is only now, owing to the constantly increasing sensitivity of wireless apparatus that they appear as disturbing effects in the proper transmission of musical tones. The 3 million listeners in that exist in Germany alone form in this matter an "Electric Publicity", which is interested in undisturbed further development of their facilities. The question arises, what measures are to be taken, in order to prevent such interference with wireless due to new installations or to extensions of existing power plants, and how to reduce the interference due to existing power installations.

### *III. Protection Against Thunderstorms and Lightning*

*Paper No. 263:* Lightning and its Effect on the Design of Transmission Lines and Apparatus from the Economic and Engineering Standpoint (U.S.A.)  
F. W. Peek Jr.

Over-voltages due to switching do not give rise in power networks to disturbances which cannot be dealt with, for the reason that it is extremely rare that higher values than, as a maximum, six times the phase voltage occur.

On the other hand disturbances due to over-voltage from lightning effects on our electric systems are more unpleasant and more frequent. Extensive investigations have been carried out during the last years in order to learn more of this trouble. On the one hand natural over-voltages on the lines were observed as regards their extent and number by the help of clydonographs and cathode ray oscillographs, and on the other hand, high voltage surges were artificially produced by means of

special generators for pressure up to 5 million volts. In the course of this work quantitative information was obtained regarding the nature of lightning.

The most dangerous phenomena on high tension lines are surges of very steep wave front produced by the lightning actually striking the line. The type of overhead line insulators usually employed possess considerably higher resistance to flashing over with these surges as against their insulating properties at the ordinary supply frequency; this fact is in favour of their security which may still be further increased in the future. Surges which are directly due to thunderstorms are rapidly damped down by the corona.

Induced travelling surges due to the lightning striking in the vicinity are more especially harmful on medium tension networks. Their extent is reduced by keeping the transmission lines as low down over the earth as possible.

In order to secure the best possible protection of the line against atmospheric effects, it is recommended that neighbourhoods which are much subject to thunderstorms should be avoided by detours, that earth wires together with good pole earths should be more extensively used, that higher insulation of the line should be provided when the pole resistance is unavoidably high and the insertion, close to stations, of short lengths of overhead line, the insulation of which is kept lower than the general standard adopted for the line. It is suggested too that each insulator should be provided with a lightning arrester provided with a suitable choking device.

The breakdown voltage of the leading in insulators of transformers should if possible be higher than that of the line itself, and the insulation of the transformers themselves should be still higher. It has been possible by means of screening coils to distribute the voltage stresses just as uniformly for surges arriving from the line as is done for the regular voltages of the supply.

*Paper No. 423: Gewitterforschungen und Blitzschutz (Deutschland)*  
Prof. A. Matthias

The systematic collection since 1925 of experiences with thunderstorms on German transmission lines has led to the conclusion that the principal causes of all injurious disturbances very probably arise from lightning actually striking the line itself. This produces steep fronted surges which travel along the line. Very high voltage networks are much less affected than those running at lower voltages. The protective value of earth wires and the quality of the protective system of relays have an important influence on actual interruptions to the supply. The damage is mostly confined to the flashing over of insulators, transformers are very rarely damaged.

Experimental observation during thunderstorms by means of the aerials at *Wünsdorf* near Berlin and on *Monte Generoso* at Lugano, showed field strengths in the air of between 10 and 100 kV/m immediately after the lightning discharge and variations of field strength of

100 kV/m within  $\frac{1}{10}$ th of a sec. The current strengths measured were of the order of 50,000 A. Insulator flashing over is hardly to be avoided with lightning discharges of this description.

Trials made with a "surge producing generator" on an ordinary 40 kV network showed extremely effective damping of the surges above the corona limits of the line. Specially effective attenuation of the surge took place where the line was led into the station through fairly long lengths of cable. Lightning arrestors of latest design, where the voltage is relatively less dependent on the current strength, afforded good protection to the installation, which had broken down when they were not employed.

As protection against excess voltages due to atmospheric storms it is suggested that the lightning current should be carried away by valve type arrestors or direct across the line insulators which should not possess too high a flash over voltage and as little delay action as possible. The employment of guard rings is useful and at the same time prevents damage from arcing. Station insulators and transformers should have as high a spark over voltage as possible and the greatest possible delay action. The employment of inductive apparatus for arresting earth leakages and the use of a system of selective protecting relays help to extinguish arcs which are started and reduce to a minimum interruptions to the supply due to earths and short circuits.

## Trend of Development

### *I. Earthing*

Whereas the earthing or not earthing of current carrying conductors, as also of other metallic parts of apparatus, was formerly optional, definite rules have been issued in many countries, according to which and dependent on the voltage or on the type of apparatus and the dampness of the premises, earthing is obligatory in order to reduce danger of fire or to human life by contact with the electrical apparatus, especially where there is a possibility of high pressures from adjacent conductors getting on to the low pressure system. There is a tendency to call for the earthing not only of fixed but also of movable apparatus by means of flexible connections.

The rules are mostly based on the assumption of certain figures for the voltage at which contact would be dangerous, though in reality it is not the tension but the current flowing through the human body which causes injurious effects. Very little has yet been published regarding actual quantitative measurements of voltage and current that are dangerous or even fatal.

### *II. Influence of Power Currents on Signalling Currents*

The determination of the interference with signalling circuits due to power lines has been up against the difficulty of obtaining measurements of the disturbing effects, which could be accepted as correct. The introduction of an equivalent disturbing voltage, which reduces the effect

of all disturbing frequencies to a single one which may be selected at will, has made it possible to compare the various injurious conditions with one another and has opened the way to a quantitative determination of the interference phenomena.

A further difficulty lies in the fact that the most marked disturbances are due to the return earth currents which arise in connection with the power line, when there is short circuit to earth or a double fault to earth. In the last few years it has been recognized that for distant effects the conductivity of the soil and its distribution are of prime importance as these determine the intensity and the law governing the distance effect of the interference. As the conductivity of the soil and its local variations differ in every case and in every country, the predetermination of the disturbing effects which may be anticipated must either be calculated on the basis of average values or tests must be carried out beforehand in the localities where the lines are to be erected. On account of the increasing distant effects due to power lines having higher voltages and transmitting greater powers and on account of the increasing density of transmission and signalling networks, the estimation of and protection against these disturbing influences is of importance, as otherwise there will soon be no room left for running both types of line overground in densely populated districts.

Considerable success in the removal of power current interference has been achieved by light current engineers through constructing all lines, especially with their self-induction and capacity but also with their safety devices, completely symmetrical. This object can be attained by frequent crossing of the lines, by equalizing asymmetrical capacities, by additional condensers, by the intersection of choke coils for the compensation of different inductances, and, lastly, by effecting a simultaneous response of puncture cut-outs to earth. Even in telephone cables that are much less sensitive to such disturbances than bare wires, these methods have proved highly serviceable in face of the strong earth currents of our modern power current installations.

The recently experienced disturbances of wireless reception can evidently not be met by providing sufficient spacing between the disturbing elements and the disturbed. Special means for protection are called for on both sides. The questions of the production of higher harmonics in power apparatus and the problems of rendering wireless apparatus less sensitive to these disturbing elements, have so far not been examined sufficiently closely.

### *III. Protection Against Thunderstorms and Lightning*

In recent years our knowledge of these phenomena has been extended far beyond the information provided by the meteorologists. This has been obtained by experimental studies of the phenomena of atmospheric storms and of their effect on modern electrical installations, with the help of modern measuring apparatus such as the clydonograph and cathode ray oscillograph. Surges due to charging of lines by lightning flashes in the vicinity are only dangerous for medium voltage networks.



For very high voltage networks the principal danger is from lightning striking the line directly. The surges produced in this way can be measured and can be imitated in the laboratory up to extremely high tension.

The development of insulators regarding their resistance to flashing over with the regular supply frequency and with surges and also with respect to the extent of the discharging delay, is being carried out in the light of the above new information. Similarly new types of lightning arrestors have been developed which are capable of dealing with the heavy currents involved by sufficiently reducing the potential differences. The marked damping effect exercised by the line prevents, to a great extent, distant lightning discharges from being dangerous for the stations. Their effect can be further diminished by interposing a short length of less highly insulated line.

Guard rings on the line insulators are commonly employed, they equalize the potential distribution and prevent the maintenance of arcs when the line goes to earth, through leakage. Transformer windings can be protected against surges by suitable windings as effectively as they are safe against low periodicity voltages.

### Points for Discussion

1. What are the voltage or current limits above which a physiological or dangerous effect is produced on the human body?
2. Is the earthing of movable electrical apparatus by means of flexible connections to be recommended?
3. What are the upper and lower limits of conductivity of the soil in different countries and to what extent do they influence disturbances of communication current transmission lines?
4. What technical requirements should be specified for power and for wireless apparatus in order to prevent interference with the wireless?
5. Is it desirable to make the insulation resistance of high tension lines, switch gears and transformers identical or is it to be recommended that the insulation should be graded — and in which direction?
6. What is the effect on the safe uninterrupted working of important high tension networks, of direct lightning discharges on the one hand with the neutral point earthed, and on the other hand when earth inductive leak discharge arrestors are used?

## Rapport Général

### Prises de terre, paratonnerres et influences réciproques des lignes à haute tension et des lignes télégraphiques et téléphoniques

*Prof. Dr.-Ing. R. Rüdenberg*

Ce rapport général englobe les rapports suivants:

#### *I. Mise à terre*

*Rapport No. 266: The Development of Laws and Regulations with  
Respect to Grounding of Electric Circuits and Appa-  
ratus in the United States of America (U.S.A.)  
W. H. Blood Jr.*

Il n'existait, pour la mise à la terre des circuits électriques dans les installations à basse tension, aucune prescription aux États-Unis dans les premiers temps de l'électrotechnique. Pour les installations de courant alternatif jusqu'à 300 V, la mise à terre fut exécutée dans un but de protection pour le passage à proximité des installations à haute tension et pour réduire les dangers d'incendie et de mort. Plus tard, la mise à la terre fut autorisée dans les prescriptions, ensuite recommandée, et aujourd'hui elle est prescrite pour l'alternatif jusqu'à 150 V et pour le continu jusqu'à 300 V. On recommande la mise à la terre pour des circuits à courant alternatif jusqu'à 300 V, et on la permet au-delà. De même les cages des moteurs et générateurs furent de bonne heure mises à la terre, celles des autres appareils suivirent un peu plus tard.

Il existe aux États-Unis deux ouvrages principaux: le «Code d'incendie» et le «Code de sécurité», qui contiennent tous deux des prescriptions analogues. Ils ne possèdent d'ailleurs force de loi que dans certains États du territoire. Cependant, l'observation de leurs règles est une prescription qui intervient pratiquement dans les clauses des polices des compagnies d'assurances contre l'incendie sous forme de déterminations correspondantes des primes.

Dans les installations en alternatif, la mise à la terre d'un conducteur doit avoir lieu, sur le plus de points possible du réseau, mais, dans un même immeuble, une fois seulement, de sorte que les canalisations avec revêtement aux conducteurs de l'installation ne sont pas autorisées. Le raccordement aux conduites d'eau est préféré au raccordement aux tubes enterrés spéciaux, car les méfaits de l'électrolyse ne se présentent pas en alternatif. Dans les installations en continu, la mise à la terre d'un conducteur est autorisée en un point du réseau seulement. Une vérification de la résistance terre est recommandée, mais non exigée.

Dans les installations fixes toutes les parties métalliques non conductrices de courant doivent être mises à la terre. Par contre, cette pratique n'est pas exigée pour les appareils mobiles. Il n'existe pas, en somme, d'unité dans les opinions qui ont conduit aux prescriptions concernant la mise à la terre, de nombreuses questions sont encore en litige à cause de leur complication et, pour cette raison, on a dû accepter des compromis sur ces points.

*Rapport No. 318:* Prises de terre, de protection et de service. Tensions de contact admises (Russie)

Prof. L. I. Sirotinsky, Ing. B. A. Telechév, Ing. Eclai

Le réseau à 38 kV de l'U.R.S.S. fonctionnait jusqu'à présent avec la mise à la terre du point neutre. Pour éviter les perturbations par l'influence des conduites à basse tension, et les périls par de forts courants de prise de terre, on tend à exécuter des installations avec point neutre isolé. Au début, les canalisations à 115 kV étaient montées avec un point neutre isolé, pour lequel des extincteurs de mise à la terre étaient prévus, mais on les a mis en service suivant la méthode américaine de mise à la terre du point neutre et elles fonctionnent encore ainsi.

Aujourd'hui, on a renoncé à l'adaptation des dispositifs de mise à la terre du point neutre au cas le plus défavorable, savoir pour un court-circuit à la terre, par la mise en série de toutes les machines, car les frais étaient trop élevés et le cas réellement très rare. On calcule aujourd'hui cette installation en tenant compte d'une tension de contact qui, conformément à la courbe de tension, représente une certaine fraction de la tension totale à la terre. La tension de contact aux environs de la prise de terre est définie d'après les densités de population. Dans les régions inhabitées, elle est autorisée à la valeur que l'on veut. Pour les contrées à faible densité: de 500 V pour les points neutres à la terre, 250 V pour les points neutres isolés et, enfin, elle descend à l'intérieur des agglomérations jusqu'à 150 V. Si ceci n'est pas possible, elle peut monter dans des cas exceptionnels aussi dans les localités jusqu'à 500 V pourvu que les conduites soient établies avec un isolement d'une très grande sécurité.

La tension de contact est à calculer avec une intensité de courant qui correspond, pour les points neutres à la terre, au courant de court-circuit terre permanent monophasé et, pour les points neutres isolés, à un courant de double prise de terre. S'il y a des bobines d'extinction ou des interrupteurs automatiques de mise à la terre, il y a lieu de ne tenir compte dans le calcul du courant de prise de terre que d'une seule phase.

La jonction de la prise de terre à des conduites d'eau publiques est interdite; en revanche, elle est recommandée s'il s'agit de conduites d'eau industrielle. De même on pourra la fixer à des câbles de mise à la terre de conduites aériennes, à des armatures de câbles, charpentes en fer de bâtiments et fondation, et surtout, suivant les besoins, renforcée sur sol rocheux par un grillage à mailles fines, qui est posé en terre.

La résistance du sol doit être continuellement contrôlée et consignée dans le registre de service.

Les mesures effectuées aux poteaux de prise de terre, d'une part avec des fondations en béton, d'autre part avec des fondations métalliques, indiquent une résistance de terre de 4 à 5 ohms pour les sols marécageux et 25 à 30 ohms pour les sols sablonneux.

\*Memorandum on Earthing and Electrical Accidents  
and Troubles in Industrial Plants. I. E. E. Wiring  
Regulations (Great Britain)  
British National Committee

En Angleterre, les prescriptions concernant la mise à la terre sont émises d'après des règles définies en général par la Commission de l'Electricité, Le «Home Office», pour les usines, centrales et exploitations dangereuses et le Département des Mines, pour les mines, font paraître des règlements officiels. En outre, les autorités locales peuvent prescrire certaines mesures pour la protection du public. Tous ces règlements ont pour base les «Regulations for the Electrical Equipment of Buildings» qui sont élaborés par l'«Institution of Electrical Engineers».

Ils sont remarquables en ce sens que, d'après les nombreux règlements pour les installations en continu jusqu'à 100 V et à 30 V en alternatif aucune mise à la terre n'est exigée et que les canalisations des moteurs et lampes doivent être exécutées en conduites métalliques posées en terre. De même pour les installations à plus de 125 V, le point médian doit être mis à la terre en un seul point et le courant à la terre doit être surveillé d'une façon permanente. Le point neutre des lignes à haute tension doit être mis à la terre ou isolé. Dans ce dernier cas, il est prescrit de surveiller la mise à la terre d'une façon soignée. Pour les conduites aériennes à haute tension, des câbles de mise à la terre doivent être prévus entre les poteaux et une bonne mise à la terre du câble est désirable au moins en 4 points par mille de distance. La mise à la terre des poteaux peut être remplacée par une bonne installation de surveillance par relais du réseau à haute tension.

## *II. Influence mutuelle des courants à haute et basse tension*

*Rapport No. 312: Influence des lignes de transmission électrique à haute tension sur les lignes télégraphiques (Russie)*  
Prof. P. A. Asboukine et Ing. E. N. Petrinsky et  
Ing. Gratschev, Ing. Markovic, Ing. Telechév

Ce rapport traite de mesures du coefficient d'induction alternative entre les lignes à haute et à basse tension qui ont été exécutées pour vérifier les nouvelles formules théoriques. Les lignes à haute tension du réseau de transport de force *Wolchoff* avaient 130 km de long, et la plus petite distance de ces fils aux fils télégraphiques était de 100 m.

\* Ce mémoire n'est pas un rapport de la Deuxième Conférence Mondiale de l'Énergie, il a été compilé par le rapporteur général exclusivement pour le rapport général en employant des brochures fournies par le Bureau Central de la Conférence Mondiale de l'Énergie à Londres.

L'inductance était mesurée par des prises de terre doubles des lignes à haute tension assez éloignées.

Les résultats furent comparés avec divers travaux allemands, aussi bien avec les formules de calcul contenues dans les anciennes ou nouvelles prescriptions du V.D.E. qu'avec des recherches théoriques exécutées entretemps et poussées plus à fond, qui faisaient intervenir dans le calcul le déplacement de courant dû au courant de retour à la terre. Les résultats des mesures sont d'environ  $\frac{1}{2}$  jusqu'à  $\frac{2}{3}$  de la valeur du V.D.E. et d'environ  $\frac{1}{2}$  de la valeur théorique.

Ceci fut attribué au puissant effet d'écran occasionné par 4 câbles de mise à la terre venant de tous les mâts d'arrêt convenablement mis à la terre. On a ainsi trouvé que l'effet d'écran des conducteurs de basse tension mise à la terre est insignifiant.

D'autres mesures furent exécutées sur le réseau de ceinture de Moscou, pourvu de la mise à la terre du point neutre, lors de la mise à la terre unipolaire. Les résultats furent analogues à ceux obtenus il y a plusieurs années en Allemagne à Döberitz et peuvent bien s'exprimer par quelques formules empiriques dépendant en tout cas des distances. Là aussi, les résultats ont confirmé l'importance de l'effet d'écran des câbles de mise à la terre. Malgré cela, l'influence réciproque des deux canalisations n'est pas négligeable, même pour des distances supérieures à 1000 m.

*Rapport No. 35:* Beiträge zur Frage der Beeinflussung der Fernmeldeleitungen und -einrichtungen durch Starkstrom (Deutschland)

Dr. H. Klewe, Prof. A. Rachel et collaborateurs

Les perturbations dans les transmissions à distance qui proviennent des courants à haute tension s'expriment le plus simplement par une «tension perturbatrice équivalente» rapportée à une fréquence de 800 pér/sec. et qui produirait la même perturbation que la tension réelle de service avec ses surtensions, si elle agissait à sa place dans la canalisation à haute tension. D'un grand nombre de mesures, il résulte que les tensions perturbatrices produites par les génératrices de courant alternatif sont très réduites. Pour les sources de courant continu, au contraire, elles peuvent varier dans de très larges limites, environ de 1 à 100. Dans ce dernier cas, elles sont relativement faibles pour les génératrices, relativement élevées pour les redresseurs et atteignent leur maximum pour l'exploitation en parallèle de plusieurs redresseurs qui sont alimentés par des transformateurs de genre différent ou par des réseaux triphasés et qui sont parcourus en permanence par des courants de compensation.

Pour les lignes à haute tension, la distance entre les conduites téléphoniques doit être de plus en plus grande quand les tensions croissent. Ceci est impossible au croisement de deux canalisations, c'est pourquoi le rapport communique des méthodes de calcul pour l'appréciation exacte de l'action des croisements, méthodes qui attendent encore une confirmation expérimentale.

La mise en danger des lignes à basse tension par des mises à la terre doubles peut se réduire fortement par extinction inductive des réseaux

à haute tension, tandis qu'en cas de mise à la terre du point neutre elle existe pour toute mise à la terre. Du côté basse tension on emploie des systèmes de protection contre la surtension, pour dériver à la terre de fortes tensions perturbatrices, qui néanmoins produisent de fortes détonations lors de leur décharge. Depuis peu on évite ces effets fulminants par accouplement magnétique des coupe-circuit montés dans la ligne d'arrivée et de retour à basse tension, ce qui les fait agir simultanément et ne donne aucun courant de compensation de courte durée dans les appareils terminaux.

Les protections les plus efficaces du côté basse tension consistent dans le câblage des lignes et à éviter la terre comme conducteur de retour. Les tensions longitudinales ne se présentent plus que lors d'asymétrie des lignes téléphoniques doubles, que l'on doit en conséquence tenir sous 0,25%. On peut toujours faire cela par croisement des fils ou par des condensateurs additionnels. Un écran métallique, en particulier aussi une enveloppe de câble fort inductive, protège beaucoup aussi les fils contre les effets extérieurs.

Lors de service à batterie centrale pour postes auxiliaires, on emploie ordinairement 2 lignes et la terre comme conducteur de retour. L'impédance séparée des deux boucles a pour effet aussi une forte sensibilité contre les perturbations. Par égalisation ou augmentation des impédances à l'aide d'une bobine de réactance dans la conduite à la terre, on peut fortement réduire les influences du courant à haute tension. En plus de cette symétrisation, il est bon de diminuer, dans les nouvelles lignes téléphoniques, jusqu'à 0,5 km les distances de croisement, pour rendre aussi symétrique que possible également la formation des lignes.

Pour les chemins de fer à courant alternatif avec ligne de retour par la terre et pour les chemins de fer à courant continu du même genre ayant des harmoniques d'ordre supérieur, les perturbations causées dans le système à basse tension sont diminuées d'une façon appréciable par le courant de retour dans les rails qui, pour des rails convenablement reliés entre eux par contact métallique et dans le domaine total de fréquences jusqu'à 2000 pér./sec. s'élève à environ 50% du courant de perturbation de la ligne d'alimentation du train.

*Rapport No. 401:* Welche Aufgaben fallen der elektrotechnischen Industrie und den Elektrizitätsunternehmen bei Bekämpfung der Empfangsstörungen im Rundfunk zu? (Deutschland)

Dr. Bredow

Se basant sur les recherches concernant les perturbations dans la réception par les amateurs de radio, le rapport souligne l'intérêt que présente l'élimination de ces perturbations. Elles proviennent, la plupart du temps, de grands ou de petits moteurs de toute sorte, de tramways, de redresseurs de courant, et, récemment d'une façon fortement croissante, de moteurs d'usage domestique et, particulièrement, des appareils électrothérapeutiques à haute fréquence dont le nombre croît continuellement. Les actions perturbatrices à haute fréquence se

produisent, depuis toujours, dans la région des installations à haute tension. Elles ne se manifestent, sous forme de déformation du son, que depuis le perfectionnement toujours croissant des appareils de T.S.F. Les 3 000 000 d'auditeurs en Allemagne forment pour cette raison une sorte de «public électrique» qui est intéressé à un développement ultérieur exempt de perturbations. L'auteur pose la question de savoir quelles mesures doivent être prises pour éviter à l'avenir de telles perturbations dans la radio-diffusion par les installations nouvelles ou par l'extension d'installations existantes à haute tension et comment on pourra diminuer les perturbations provenant des installations créées jusqu'à ce jour.

### *III. Orages et parafoudres.*

*Rapport No. 263: Lightning and its Effect on the Design of Transmission Lines and Apparatus from the Economic and Engineering Standpoint (U.S.A.)*  
F. W. Peek Jr.

Les surtensions dues aux manœuvres de service dans les réseaux de haute tension, ne provoquent aucune perturbation non maîtrisable, car les plus hautes valeurs de cette tension atteignent seulement très rarement une valeur sextuple de la tension de phase.

Par contre, les perturbations causées à nos réseaux électriques par les surtensions dues aux coups de foudre sont beaucoup plus fréquentes et plus désagréables. Ces dernières années, des recherches très étendues ont été effectuées pour les étudier.

D'une part, on a enregistré la fréquence et la grandeur des surtensions naturelles des lignes, au moyen du klydonographe et des oscillographes à rayons cathodiques. D'autre part, des ondes de surtension ont été produites avec des générateurs d'éclairs donnant jusqu'à 5.000.000 V. Par ce moyen, on a pu acquérir une connaissance quantitative de la nature de l'éclair.

Les plus dangereuses, surtout pour les installations à haute tension, sont les ondes à front raide qui sont provoquées dans les conduites aériennes par le coup de foudre direct. Les isolateurs usuels pour lignes aériennes possèdent une résistance diélectrique considérablement plus élevée pour ces ondes à front raide que pour les fréquences d'exploitation, ce qui est très favorable à leur sécurité et pourra peut-être être amélioré à l'avenir. Les ondes directes des orages sont amorties dans les lignes à l'air libre par l'effet corona, après un court espace de temps. Les ondes transitoires induites par des coups de foudre atteignant des objets voisins sont surtout gênantes dans les réseaux à tension moyenne. En posant les lignes le plus près possible de la terre, on diminue leur intensité.

On recommande, pour obtenir dans les régions orageuses les lignes les plus résistantes aux orages, l'utilisation croissante de câbles de mise à la terre avec de bonnes mises à la terre des poteaux, l'isolation plus forte des canalisations, à cause des résistances à la terre des poteaux inévitablement élevées, ainsi que devant les stations l'introduction de courtes longueurs de conduites aériennes qui seraient isolées plus faiblement que le réseau normal.

Il est indiqué d'équiper chaque isolateur de conduite aérienne avec un parafoudre amorti.

La résistance à la décharge des étincelles des traversées des transformateurs devrait être, si possible, plus élevée que celle des lignes aériennes et celle des bobinages de transformateurs devait être encore plus élevée. On est arrivé, par l'emploi de protecteurs du bobinage, à répartir les efforts des tensions dans les transformateurs, causés par des ondes à front raide d'une façon identique à celle des tensions régulières d'exploitation.

*Rapport No. 423: Gewitterforschungen und Blitzschutz (Deutschland)*  
Prof. A. Matthias

La réunion systématique des expériences réalisées au cours d'orages dans les réseaux électriques allemands depuis 1925, montre que l'auteur principal de toutes les perturbations est vraisemblablement le coup de foudre direct. Il produit des ondes migratoires à front raide. Les installations à haute tension sont beaucoup moins troublées que celles à basse tension. La valeur protectrice des câbles de mise à la terre et la qualité des systèmes de protection par relais est d'une influence considérable pour éviter des interruptions effectives de l'exploitation.

Les perturbations agissent le plus souvent en produisant des arcs contournant détruisant les isolateurs; des dommages aux transformateurs sont très rares.

Les observations expérimentales des orages à l'aide d'antennes à *Wünsdorf*, près de *Berlin*, et sur le Mont Generoso à *Lugano*, ont indiqué des intensités de champ dans l'air entre 10 et 100 kV/m, aussitôt après le coup de foudre, et des variations de l'intensité de champ de 100 kV/m en  $\frac{1}{10}$  de seconde.

L'intensité du courant des éclairs fut évaluée à un ordre de grandeur de 50.000 A. Pour des coups de foudre de ce genre atteignant les lignes aériennes, la rupture électrique des isolateurs est à peu près inévitable.

Les recherches avec un générateur de chocs sur un réseau d'exploitation à 40 kV ont montré un amortissement extraordinairement grand des ondes migratoires dès que se produit l'effet corona. En particulier, un amortissement des ondes migratoires se produit si l'on fait pénétrer la ligne dans la station par un câble pas trop court. Les nouveaux protecteurs contre les surtensions, dont la tension dépend relativement peu de l'intensité du courant, assurent une bonne protection d'installations, qui, sans leur emploi, seraient détériorées.

Comme défense contre les surtensions dues aux orages, on propose de dévier les courants de la foudre par des parafoudres, du genre des soupapes ou, directement, par les isolateurs des conduites aériennes qui ne doivent pas posséder de tensions de contournement trop élevées et qui doivent avoir un effet de retardement aussi réduit que possible. L'emploi d'anneaux de protection est utile à cette fin et assure également contre les dégâts dûs aux arcs.

Les isolateurs des stations et les transformateurs doivent avoir une tension de contournement la plus élevée possible et un très grand retardement.



L'emploi de dispositifs d'extinction des arcs à la terre se basant sur l'induction et l'utilisation de systèmes de protection par relais sélectifs écartent les arcs qui peuvent se produire et réduisent les interruptions d'exploitation par mise à la terre ou par court-circuit à une proportion insignifiante.

## Développement

### *I. Mise à la terre*

Alors que la mise ou non à la terre des conducteurs conduisant du courant, ainsi que des diverses parties métalliques des appareils était autrefois libre, beaucoup de pays, dans ces dernières années, ont édicté des prescriptions exigeant une mise à la terre dépendante de la tension, de la nature des appareils et de l'humidité de la zone environnante. Ces règlements avaient pour but d'éviter les dangers d'incendie et de mort par contact avec des appareils électriques, particulièrement dans le cas où la haute tension passe dans des canalisations situées dans la zone d'un réseau à basse tension. On tend même à prévoir une mise à la terre non seulement pour les machines, appareils ou objets fixes, mais aussi à équiper les appareils mobiles avec des câbles de mise à la terre.

Les prescriptions se basent le plus souvent sur la notion de la valeur dangereuse de la tension contact, alors qu'en réalité ce n'est pas de la tension mais bien du courant traversant le corps humain qui proviennent les effets nuisibles.

Sur la mesure quantitative de la tension et du courant qui peuvent être dangereux pour la vie, ou mortel, il n'y a pas encore beaucoup de données qui aient été publiées.

### *II. Influence mutuelle des lignes à haute et basse tension*

La détermination de l'influence perturbatrice des lignes à haute tension sur les lignes de communications se heurte à la difficulté de la mesure correcte des effets perturbateurs. L'introduction de la notion d'une tension de perturbation équivalente qui réduit l'action de toutes les fréquences perturbatrices à une seule, arbitrairement choisie, a rendu comparables entre elles les différentes possibilités de perturbation et ouvert une voie qui mène à une représentation quantitative des perturbations.

Une nouvelle difficulté réside en ce que les perturbations les plus intenses sont produites par le courant de retour de terre se manifestant lors des courts-circuits simples et doubles à la terre des lignes à haute tension. On a reconnu dans ces dernières années que la conductibilité du sol et sa répartition sont d'une importance prépondérante, car elles définissent l'intensité et les lois d'action des perturbations. Comme les valeurs et la répartition de la conductibilité du sol varient énormément suivant les cas et suivant les pays, la détermination a priori des perturbations occasionnées aux lignes de communications ne peut s'appuyer que sur des valeurs moyennes ou sur des expériences précédentes exécutées aux lieux où on placera la ligne électrique.

Comme l'action à distance des lignes à haute tension augmente en même temps que la tension et la puissance, et comme la densité des lignes à haute et basse tension devient chaque jour plus forte, le calcul à priori et la protection contre ces influences sont d'une grande importance parce que sinon il n'y aura bientôt plus de place pour les lignes aériennes dans les pays fortement peuplés.

Du côté basse tension on a obtenu de très bons résultats dans l'élimination des perturbations causées par le courant à haute tension, en construisant tout à fait symétriquement toutes les lignes, en particulier avec leur autoinduction et capacité, ainsi qu'avec leurs dispositions de protection. On atteint cela par croisement fréquent des lignes, égalisation de capacités asymétriques, condensateurs additionnels, montage de bobines de réactance pour compenser des inductances diverses, enfin par contrainte d'une réaction Vexactement simultanée de coupe-circuit de perçement sur la terre. Même pour les lignes téléphoniques câblées, qui sont beaucoup moins sensibles aux perturbations que les lignes aériennes, ces moyens font, avec les hauts courants terrestres de nos installations modernes à haute tension, le mieux leurs preuves.

Les perturbations qui surviennent actuellement en radiotéléphonie ne peuvent être évidemment éliminées en éloignant suffisamment les causes perturbatrices des postes troublés. Elles réclament plutôt des moyens particuliers d'élimination appliqués aux unes et aux autres. Les conditions à remplir par les appareils à haute tension pour ne pas produire d'ondes perturbatrices et par les appareils de T.S.F. pour être insensibles à ces perturbations, n'ont pas encore été, jusqu'à présent, suffisamment approfondies.

### *III. Orages et parafoudres*

Dans ces dernières années, on a obtenu par l'étude expérimentale des manifestations des orages et de leurs influences sur les installations électriques, avec des instruments de mesure modernes, comme le klydonographe et l'oscillographe à rayons cathodiques, des données scientifiques qui dépassent de loin les connaissances météorologiques actuelles.

Les charges induites dues à des éclairs proches peuvent être tout au plus nuisibles pour les réseaux à moyenne tension. Pour les réseaux à haute tension, c'est le coup de foudre direct qui est, avant tout, dangereux. Des ondes migratoires peuvent être mesurées et reproduites au laboratoire jusqu'à des tensions extrêmement élevées.

Les progrès faits dans la construction des isolateurs, en ce qui concerne leur résistance à la rupture, pour les fréquences normales usuelles et pour les ondes à front raide, ainsi qu'à l'égard de la grandeur du retard à la décharge, cherchent à s'adapter aux connaissances ainsi acquises.

De même, on a développé de nouveaux dispositifs de protection contre les surtensions qui permettent de dévier les courants provenant d'un coup de foudre en abaissant la tension.

L'amortissement notable des hautes surtensions dues à la foudre le long de la ligne rendent peu dangereux pour les stations les coups de foudre éloignés.

On peut d'ailleurs encore diminuer leur action en prévoyant un élément de ligne à isolement réduit.

Les anneaux de protection ont été généralement adaptés aux isolateurs des lignes aériennes pour égaliser la répartition de la tension et pour les protéger contre les arcs de mise à terre. On peut rendre les bobinages de transformateurs aujourd'hui aussi résistants contre les ondes à front raide que contre les tensions à période lente, et ceci par des dispositifs de bobinage appropriés.

### Propositions de discussion

1. A partir de quelles limites de la tension ou du courant se produit-il une action physiologique ou dangereuse pour le corps humain ?

2. La mise à la terre des bâtis des appareils électriques mobiles, par un câble de jonction est-elle recommandable ?

3. Dans quelles limites varie la conductibilité électrique du sol dans les différents pays et régions et dans quelle mesure agit-elle sur les perturbations des lignes à basse tension ?

4. Quelles sont les exigences techniques à imposer aux appareils à haute tension et aux appareils de T.S.F. pour l'élimination des perturbations en T.S.F. ?

5. Est-il opportun de maintenir équivalentes les valeurs de l'isolement des lignes à haute tension, des installations de distribution, et des transformateurs, ou bien une gradation est-elle recommandable, et dans quel sens ?

6. Comment agissent les phénomènes résultant d'un coup de foudre sur la sécurité d'exploitation d'un réseau à haute tension, d'une part, si le point neutre est mis à la terre, d'autre part, si on emploie des bobines inductives d'extinction de mises à la terre accidentelles ?

## Diskussionsbericht

# Erdung, Blitzschutz und gegenseitige Beeinflussung von Starkstrom- und Schwachstromanlagen

*Prof. Dr.-Ing. R. Rüdenberg*

An der Diskussion nahmen die folgenden 16 Herren teil:

- Bay, C. H.*, Obering., Berlin-Waidmannslust, Dianastr. 51.  
*Braillard, R.*, Ing., Prés., Com. Technique de l'Union Internationale de Radio-diffusion, Brüssel, 55 avenue Beau-Séjour.  
*Donkin, S. B.*, Cons. Ing., Kennedy & Donkin, London SW 1, Broadway Court. 8 Broadway.  
*Flegler, E.*, Dr.-Ing., Privatdozent, Techn. Hochschule Aachen, Aachen, Hahnbrucher Str. 100a.  
*Fortescue, Ch.*, Cons. Transm. Eng., Westinghouse El. & Mfg. Co., Pittsburgh.  
*Grave, W.*, Dr. jur., Rechtsanwalt und Justitiar, Rhein.-Westf. El.-Werk A.G., Essen, Henriettenstr. 12.  
*Inada, S.*, Gen.-Dir., Telegraph and Telephone Eng., Departm. of Communications Tokio, 176 Kogaiche Azabu.  
*Klewe, H.*, Dr., Postdirektor, Reichspostzentramt, Berlin-Tempelhof, Schöneberger Str. 11.  
*Lackie, W. W.*, Electricity Commissioner, London W C 2, Strand Savoy Court.  
*Matthias, A.*, Dipl.-Ing., Prof., Techn. Hochschule, Vorstand. Ges. für Hochspannungsanlagen, Berlin-Charlottenburg, Bismarckstr. 111.  
*Montsinger, V. M.*, Research El. Eng., General Electric Co., Pittsfield, 26 Reed St.  
*Passavant, Dr.*, Dr.-Ing., Dir., Vereinigung der Elektrizitätswerke E. V., Berlin W 62 Maaßenstr. 9.  
*Ruppel, S.*, Dipl.-Ing., Prof., Frankfurt a. M., Palmengartenstr. 8.  
*Stark, L.*, Dipl.-Ing., Vors., Verband d. Ungar. El.-Werke, Budapest II, Nyúl-ucca 17.  
*Wagner, K. W.*, Dr., Dr.-Ing., Prof., Prés., Heinrich-Hertz-Institut für Schwingungsforschung, Berlin NW 87, Franklinstr. 1.  
*Willheim, R.*, Dr.-Ing., AEG. Transformatorenfabrik, Berlin-Oberschönoweide, Wilhelminenhofstr. 83.

## I. Erdung

Zum Diskussionsvorschlag 1, betr. die wichtige und wenig geklärte Frage der Spannungs- und Stromgrenze für Lebensgefährdung, wurde keine Stellung genommen.

Zum Diskussionsvorschlag 2, betr. Zweckmäßigkeit der Erdung von Gehäusen beweglicher elektrischer Geräte über Anschlußschnüre, äußert sich Bay-Deutschland. Er hält einen besonderen Schutzleiter der Erdung für nötig unter Verzicht auf die Benutzung des Nulleiters, weil sonst durch fehlerhafte Unterbrechung des Nulleiters die Berührung des Gerätes lebensgefährlich wird.

Über die Notwendigkeit und Ausführung von *zusätzlichen Schutzmaßnahmen*, insbesondere der *Schutzerdung im Verbraucherstromkreis* (Bericht 266), sprachen zwei Redner.

*Donkin-England.* Die Beachtung und Einhaltung der Regeln für Schutzerdungen sei nur in größeren Betrieben zuverlässig, nicht in Wohnungen. Hier solle man statt der Schutzerdung die Verwendung nichtmetallischer Gehäuse vorschreiben. Einzelerder, wie Erdplatten mit  $25 \Omega$ , haben viel zu hohe Widerstände; ihre Verbindung mit Wasser- und Gasleitungen ist deshalb empfehlenswert.

*Bay-Deutschland.* Trotz unvorschriftsmäßigen Zustandes vieler Anlagen und trotz mangelhafter oder fehlender Schutzvorrichtungen sind nur wenige Unfälle vorgekommen. Wird für eine bessere Ausführung der Geräte und Leitungen, besonders der beweglichen, und durch Aufklärung für bessere Bedienung und Instandhaltung gesorgt, so wird eine weitgehende Sicherheit auch ohne zusätzliche Schutzmaßnahmen erreicht.

Die Erdung metallischer Gehäuse u. dgl. in Netzen mit geerdetem Sternpunkt oder mit geerdetem Leiter schützt nur, wenn bei einem Durchschlag zwischen Stromkreis und Gehäuse der Stromkreis durch Sicherung oder Schalter abgeschaltet wird. Dies kann beispielsweise durch genügend großen Erdkurzschlußstrom bewirkt werden. Erdungswiderstände von  $25 \Omega$  und darüber würden häufig die Abschaltung verhindern. Niedrigere Widerstände in der Kurzschlußbahn erhält man durch Anschluß aller metallischen Gehäuse u. dgl. an einen mit dem geerdeten Sternpunkt oder dem geerdeten Außenleiter verbundenen „Schutzleiter“, z. B. an eine Wasserleitung oder einen Nulleiter. Die Verwendung des letzteren als Schutzleiter bedingt besondere Vorsichtsmaßnahmen gegen zufällige Unterbrechung.

Zum Abschalten können dort, wo die Wasserleitung oder der Nulleiter einen zu niedrigen oder einen unzulässig hohen Kurzschlußstrom führen würden, Erdschlußrelais, z. B. nach Heinisch-Riedel, verwendet werden.

In Kraftwerken und Fabriken mit dauernder Überwachung der elektrischen Anlagen ist der Anschluß einer Durchschlagsicherung an den Sternpunkt oder einen Außenleiter einer dauernden Erdung vorzuziehen. Einzelerdschlüsse führen dann nicht zu Betriebsunterbrechungen, und ein zufälliges Berühren spannungsführender Leiter ist bei wenig ausgedehnten Netzen ungefährlich.

Eine sehr billige und wirksame Schutzmaßnahme gegen Lebensgefahr ist häufig ein isolierender Fußboden.

Über den Wert einer *guten Erdung für den Überspannungsschutz in Hochspannungsanlagen* sprach im Zusammenhang mit den Berichten 263 und 423 *Ruppel-Deutschland.* Eine gute Erdung verhindert unmittelbar viele Überspannungsstörungen und verbessert die Schutzwirkung von Überspannungsableitern. Mit gutem Erfolg hätte er 1905 an einer Hochspannungsleitung die Maste nicht nur durch obenliegende Erdseile, sondern außerdem durch einen blanken im Erdboden liegenden Leiter verbunden. Vor Gewittern sei es zweckmäßig, Ableiter empfindlicher einzustellen und die Erdungsanlagen durch Wasserberieselung auf möglichst niedrige Widerstände zu bringen.

## II. Starkstrom — Schwachstrom — Beeinflussung.

Zum Bericht 312 über den Einfluß von Starkstromleitungen auf Nachrichtenleitungen berichtet *Donkin-England*:

Während der letzten 2 Jahre sind in England umfangreiche Untersuchungen über Schwachstrombeeinflussungen durchgeführt worden. Insbesondere berechnet man jetzt für jeden Abschnitt von Hochspannungsleitungen bei der Projektierung den zugehörigen Kurzschlußstrom. Das in England z. Zt. im Bau befindliche 132 kV Landesnetz wird mit widerstandsloser Sternpunktserdung in allen Transformatorenstationen ausgeführt. Dadurch werden die Telephonstörungen im normalen Betrieb stark vermindert, während man die gefährdeten Schwachstromleitungen gegen Erdschluß durch Verlegung unter die Erde schützt. Bei den bisher aufgetretenen Erdschlüssen sind nennenswerte Störungen nicht beobachtet worden.

Zu demselben Bericht und zum Bericht 35: „Neuere Untersuchungen über die Einwirkung von Starkstromleitungen auf Fernmeldeanlagen“ gab weiter *Inada-Japan* folgenden Diskussionsbeitrag:

Infolge der geographischen Verhältnisse der japanischen Inseln ist hier das Problem der Schwachstromstörungen durch Hochspannungsleitungen und elektrische Bahnen von besonderer wirtschaftlicher und technischer Bedeutung. Als Mittel zur Beseitigung auf der Starkstromseite werden in Japan z. Zt. angewandt: Projektierung nach besonderen behördlichen Vorschriften über den Abstand der Schwachstromleitung, Erdung des Sternpunktes der Hochspannungsleitung an mehreren Stellen über einen Widerstand von mehreren hundert Ohm, Einbau von Petersen-Spulen, Verwendung von Selektivschutzsystemen; bei Gleichstrombahnen mit Quecksilber-Dampfgleichrichtern Beseitigung der Oberwellen des Gleichstromes durch Resonanzkreise.

Auf Seiten der Schwachstromleitung: Einbau von Überspannungsableitern, gute und möglichst weitgehende Symmetrierung der Leitungen (Verdrillung und Abgleich durch Kondensatoren) und vor allem Verkabelung der Schwachstromleitung. Die Verwendung von Isoliermuffen für den Bleimantel von Schwachstromkabeln zur Verminderung der Korrosionserscheinungen erwies sich als ungünstig, da bei metallischer Überbrückung der Isolierstellen die Störgeräusche beträchtlich herabgesetzt wurden.

Zum *Diskussionsvorschlag 3* am Schlusse des Generalberichtes Sektion 21 betreffend *Grenzen der elektrischen Bodenleitfähigkeit in verschiedenen Ländern und ihr Einfluß auf die Störungen von Schwachstromleitungen*, sowie zu Bericht 35 und 312 sprach *Kleue-Deutschland*.

Er wies darauf hin, daß nicht nur die Leitfähigkeit der oberen Schichten des Erdreiches, sondern auch die der tieferen Schichten für die Beeinflussung von Fernmeldeanlagen maßgebend ist. Die mittlere Leitfähigkeit bis zu einigen Kilometern Tiefe kann nicht direkt gemessen werden, sondern muß aus Gegeninduktivitätsmessungen berechnet werden. Bei der Auswertung solcher Messungen ist zu beachten, ob die Starkstromleitung mit Erdseilen ausgeführt ist, da die Kompensa-

tionswirkung des Erdseiles die zu berechnende Leitfähigkeit um Größenordnungen fälschen kann. Messungen wurden in England, Schweden und Deutschland ausgeführt und ergaben folgende Werte des spez. Bodenwiderstandes in  $k\Omega cm$ :

	England	Deutschland			Schweden	
		Döberitz (Sand)	Oldenburg (Moor)	Münzingen (Rauhe Alb)	Sommer	Winter
50 Per/sec	1,0	1,7	4,0	5,3	67	200
800 ..	—	5	13,2	20,4	—	—

Die Größe des spez. Bodenwiderstandes liegt demnach zwischen 1 und 1000  $k\Omega cm$ .

Zum *Diskussionsvorschlag 4* am Schlusse des Generalberichtes Sektion 21: „Welche *technischen Anforderungen* sind an *Starkstromgeräte* und *Rundfunkgeräte* zur *Verhinderung von Rundfunkstörungen* zu stellen?“ und zum Bericht 401 von Bredow sprach zunächst *Braillard-Belgien*.

Er unterstützt die Forderungen des Bredowschen Berichtes, und verlangt ebenfalls die Beseitigungen der Störungen an der Entstehungsstelle, d. h. auf der Starkstromseite, da ein störendes Starkstromgerät den Empfang für Tausende von Rundfunkhörern unmöglich machen kann. Es existiert z. Zt. kein wirksames Mittel, und es wird in Zukunft auch keines gefunden werden, um die Einwirkungen von Störungswellen auf die Rundfunkgeräte zu beseitigen, während für Starkstromgeräte mit geringen Kosten eine Störfreiung technisch einwandfrei möglich ist. Schwächt man die Störungen durch Filterung beim Empfang ab, so leidet die Güte der Wiedergabe von Musik und Sprache, da jede störende Schwingung mehr oder weniger aperiodische Wellenzüge und die höheren Harmonischen des akustischen Frequenzbandes enthält.

*Grave-Deutschland* gibt einige juristische Gesichtspunkte zur Frage der Rundfunkstörungen in Deutschland. Er bestreitet die Anwendung des in Deutschland geltenden Gesetzes über Fernmeldeanlagen auf den Rundfunk, da dieses Gesetz die Beeinflussung von Fernmeldeleitungen durch Starkstromleitungen regelt und bei der Rundfunkübertragung keine Leitungen Verwendung finden. Der Versuch des Rundfunks, das Recht auf den Äther im Wege der Eigentums- oder Besitzstörungsklage zu erlangen, muß als verfehlt betrachtet werden, da auch durch überstarke Sender Störungen des Empfanges eintreten und somit der Rundfunk durch seine eigenen Anlagen Störungen verursacht. *Grave* sieht die Lösung der Aufgabe nur in der technischen Vervollkommnung der Apparate und der Verstärkung der Sendeeinrichtungen.

*Lackie-England* gibt zahlenmäßige Angaben über Rundfunkstörungen. Danach sind im Jahre 1929 bei der British Broad Casting Corporation 1048 Beschwerden über Störungen des Empfanges eingereicht worden, wovon 50 % auf kleine Motoren zum Antrieb von Werkzeugen, Kältemaschinen usw. und von Ladeeinrichtungen für Akkumulatoren herrühren. *Lackie* hofft die Rundfunkstörungen zu beseitigen durch Zusammenarbeit von Fabrikanten und Käufern und durch gemeinsame Prüfstellen, in welchen Motoren und andere Geräte auf ihre Störfreiheit hin untersucht werden können.

Wagner-Deutschland hält wie Brailard die Beseitigung der Störungen auf der Empfangsseite durch Erhöhung der Selektivität für unmöglich. Die Konstruktion eines Empfangsapparates, welcher Störungen unterdrückt, ist nach seiner Ansicht eine unlösbare Aufgabe. Dagegen sind die Mittel zur Störfreiung der Starkstromgeräte wohlbekannt, einfach und billig.

Hiergegen wendet sich *Passavant*-Deutschland, der zur Frage der Rundfunkstörungen bei der Aussprache zweimal das Wort ergriff. Er sieht in dem Antrag Bredows eine Gefährdung der Elektrizitätswirtschaft der Welt, weil hiermit eine Änderung sämtlicher Geräte, Apparate, Bahnen, Übertragungsleitungen usw. gefordert wird. Dies ist technisch und wirtschaftlich nicht durchführbar, da durch diese Umstellung außerordentlich hohe Kosten entstehen würden, die unmöglich nur von den Besitzern der Starkstromanlagen getragen werden können. Es ist Aufgabe der Weltkraftkonferenz, die Energiewirtschaft zu fördern, und demnach für sie unmöglich, die einseitigen Wünsche des noch in der Entwicklung stehenden Rundfunkes anzuerkennen. Nach den neusten Untersuchungen von Esau-Jena ist es durch Verwendung ultra-kurzer Wellen möglich, in einem Frequenzbereich zu arbeiten, der durch Starkstromgeräte nicht gestört wird. Passavant fordert weiter vom Rundfunk eine genaue Festlegung der Bedingungen, unter denen der Sendebetrieb künftig durchgeführt werden soll, damit die Grundlagen für eine gemeinsame Arbeit an der Frage der Störbeseitigung vorliegen. Vor allem sind Angaben notwendig über das Verhältnis der Sendeleistung zu der Empfindlichkeit des Empfanges. Der Standpunkt der Starkstromtechnik wurde von Passavant in einem Antrag formuliert (vgl. Gesamtergebnis der Diskussion).

### III. Gewitter- und Blitzschutz

*Zu Diskussionsvorschlag 5, betr. Abstufung der Isolationsstärken, sprachen 3 Redner.*

*Montsinger*-V. St. Amerika. Die von Peek im Bericht 263 mit Rücksicht auf die Folgen von Gewitterüberspannungen empfohlene Abstufung in der Isolationsstärke gegen Erde, ausgehend von der Freileitungsisolation innerhalb 1 km von der Station oder von einer nicht mehr als 30 m entfernten Hörnerfunkenstrecke und steigend in der Reihenfolge Transformatorklemme, Transformatorwicklung, sei in Amerika schon fast zur Regel geworden. Der Verband amerikanischer Elektrotechniker (A.I.E.E.) würde vermutlich mit Rücksicht hierauf seine Prüfvorschriften für Transformatoren in den nächsten Jahren verschärfen. In einer 220-kV-Anlage seien schon alle Transformatoren für 570 kV Prüfspannung isoliert.

*Matthias*-Deutschland, der in seinem Bericht 423 eine ähnliche Isolationsabstufung für erwägenswert erklärt hat. In Deutschland empfiehlt der Ausschuß für den elektrischen Sicherheitsgrad, alle Anlagenteile mit gleicher Spannung unter Betriebsfrequenz zu prüfen. Es sei aber durch geeignete Wahl der Isolation und Isolatoren möglich, bei Einhaltung dieser Vorschrift nebenher die Abstufung für stoßartige Ge-



witterüberspannungen in gleicher Weise zu erreichen wie in Amerika. Für gewisse andere Überspannungen quasistationären Charakters sei ein gleicher Prüfgrad aller Teile vorteilhaft.

Flegler-Deutschland hat Bedenken gegen eine Verminderung der Freileitungsisolations vor der Station. Er befürchtet hier Überschläge nach Erde, die in den nahen Transformatorwicklungen gefährliche Sprungwellen von großer Steilheit hervorrufen. Zur Verhütung dieser Erdüberschläge sei die Anbringung wirksamer Ableiter am Übergangspunkt von der hohen zur niedrigen Freileitungsisolations nötig.

*Zum Diskussionsvorschlag 6, betr. das verschiedene Verhalten von Netzen mit Sternpunktterdung und Netzen mit induktiver Erdung (Erdschlußlöschung) gegenüber den Folgen von Blitzschäden* hat sich niemand geäußert, trotzdem beide Arten von Erdungen vielfach und seit langer Zeit angewendet werden, und trotzdem sie nicht unwichtige Unterschiede in der Ausführung von Transformatoren und Freileitungen zur Folge haben.

Zu der in den Berichten 263 und 423 behandelten Frage über die *Gefährlichkeit oder Ungefährlichkeit von indirekten (induzierten) Gewitterüberspannungen* glaubt Fortescue-V. St. Amerika feststellen zu können, daß induzierte Gewitterüberspannungen für Kraftübertragungsanlagen mit hoher Betriebsspannung ungefährlich sind. Überwachungen verschiedener Übertragungsleitungen mittels Klydonographen und Kathodenstrahl-Oszillographen seit 1928 haben dies gezeigt, selbst wenn Blitze nur etwa 100 bis 350 bis 1500 m neben der Fernleitung einschlagen. Er findet eine Erklärung für diese mit früheren Theorien und Modellversuchen in Widerspruch stehenden Beobachtungen darin, daß die Wolke nicht gut, sondern schlecht leitend sei, daß die Ladung der Wolke über einen großen Raum verteilt sei, daß die Entladungen innerhalb der Wolke nur mit etwa  $\frac{1}{20}$  der Lichtgeschwindigkeit erfolgen könnten, weil die Elektronen durch Wasserteilchen beschwert seien, daß die Entladung der Wolkenteilchen nacheinander erfolge und daß infolgedessen das elektrische Feld zwischen Wolke und Erde nur langsam, im Mittel in mehr als etwa 0,001 s, zusammenbreche. Er errechnet für eine kugelförmige Gewitterwolke in mittlerer Höhe von 1,5 km über Erdoberfläche für eine 15 m hohe Leitung für einen Blitzstrom von 200000 A und für eine Blitzdauer von 100  $\mu$ s eine größte Spannung von nur 120000 V auf einer Leitung unter der Wolke und nur 85000 V auf einer 1,5 km entfernten Leitung. Diese Spannungswerte seien 220-kV-Anlagen ungefährlich und würden von Kathodenoszillographen zu ihrer Überwachung noch nicht aufgezeichnet. Die gemessenen höheren Überspannungen an solchen Leitungen seien auf unmittelbare Blitzeinschläge in die Freileitung zurückzuführen. Ihre Häufigkeit bei darüberliegender Gewitterwolke stimme gut mit der zu erwartenden Häufigkeit bei passenden Annahmen (Erdseil 30 m über Erdboden, Wolke 600 m über Erdboden, Wolkenausdehnung je 3 km auf beiden Seiten der Leitung) überein. Die Beobachtung, daß der Schutzwert von Erdseilen stark vom Erdwiderstand der Masten abhängt, spräche ebenfalls dafür, daß hohe Gewitterüberspannungen nicht induziert seien, da

der Erdwiderstand nur bei direkten, aber nicht bei induzierten Blitzüberspannungen den Schutzwert der Erdseile beeinflusse.

*Matthias-Deutschland.* Es halte Berger-Schweiz induzierte Gewitterüberspannungen für ungefährlich in Anlagen mit mehr als 15 kV Betriebsspannung (50 kV Prüfspannung). Auch Norinder-Schweden habe ähnliche Ansicht geäußert.

*Stark-Ungarn* zieht ein energieverzehrendes Schutzgerät mit in die Leitung geschalteter Primär- und kurzgeschlossener Sekundärwicklung einem „brutal“ wirkenden Ableiter mit Funkenstrecke vor.

*Flegler-Deutschland* verweist bezüglich der Berichte 263 und 423 auf Wanderwellenmessungen an der Technischen Hochschule Aachen mittels Kathoden-Oszillographen. Sie hätten bestätigt, daß die Dämpfung durch Korona gering sei an der Koronagrenze, also praktisch in Netzen für niedrige Spannungen wie 5 und 10 kV. Die Stirnverschleifung von Wanderwellen zwischen Leiter und Erdboden sei sehr stark. Wenige Kilometer Laufweg hätte Stirnlängenvergrößerungen über 1000 m gebracht. Starke Stirnverschleifungen träten auch ein, wenn beim Blitzschlag mehrere Maste hintereinander überschlagen werden. Er bezweifelt die Zweckmäßigkeit des Vorschlages, jeden Leitungsisolator mit Ableiter auszurüsten, weil selbst die besten Ventilableiter bei großen Blitzstromstärken nicht genügend schützen können.

*Matthias-Deutschland.* Es habe Norinder-Schweden Stirnteilheiten auf Freileitungen von 50 bis 75 kV/ $\mu$ s als Höchstwerte gemessen.

*Willheim-Deutschland* geht auf die im Bericht 263 behandelte Kapazitätsverteilung in Großtransformatoren ein. Für Transformatoren mit nicht gestaffelter Isolation sei es besonders wichtig, daß die Spannung von Windung zu Windung ungefährlich bleibe. Nach Messungen mit Kathodenstrahl-Oszillographen würden Wellenstirnen in Spulen mit mäßigem Durchmesser nach weniger als 1  $\mu$ s hinreichend abgeflacht. Erst bei großen Spulendurchmessern tritt der Vorteil der Kapazitätsregelung durch Schilde zutage. Ihre Schutzwirkung scheine jedoch nach Messungen mit Kathodenstrahl-Oszillographen und nach theoretischen Betrachtungen zu versagen bei Wanderwellen bestimmter Längen und bei Rechteckschwingungen von bestimmter Frequenz. Doch seien die Schilde bei Spannungen von 220 kV und darüber vorteilhaft.

Es wird ferner auf den Diskussionsbeitrag *Ruppel-Deutschland* zu I. verwiesen.

## Gesamtergebnis der Diskussion

### I. Erdung

Zum Schutz gegen Lebensgefahr bei Benutzung elektrischer Gebrauchsgeräte mit metallischem Gehäuse wird ihr Anschluß an geerdete Schutzleiter empfohlen, die jedoch nicht als stromführende Nulleiter ausgeführt sein dürfen. Gute Erdung der Schutzleiter mit niedrigem Ohmwert und möglichst selbsttätiges Abschalten wird für erforderlich gehalten. Ein anderer Weg zum Schutz besteht in der Anwendung gut isolierender Gehäuse für die Geräte.

## *II. Starkstrom — Schwachstrom — Beeinflussung*

Als Mittel zur Beseitigung der Störungen zwischen Starkstromleitungen und Fernmeldeleitungen wurde für die Starkstromseite empfohlen: die widerstandslose oder induktive Erdung des Sternpunktes, die Benutzung schnellwirkenden Selektivschutzes, die Verwendung von Oberwellensperren und die genaue Berechnung der Kurzschluß- und Erdschlußströme sowie die Vorausberechnung der zulässigen Näherung auf Grund der gegenseitigen Induktionswirkung. Für den Widerstand des Erdbodens, von dem die letztere abhängt, wurden Meßwerte aus verschiedenen Ländern mitgeteilt, die zwischen 1 und 1000  $\Omega\text{cm}$  liegen. Auf der Schwachstromseite wurde durch Symmetrierung der Stromkreise, durch Verkabelung der Leitungen und durch durchgehend verbundene Bleimäntel oder Schutzleiter starke Beseitigung der Störungen erzielt.

Gegen die Rundfunkstörungen wurde von einer Seite die Beseitigung der Störungsursachen an Starkstromgeräten verlangt, da eine Störfreiung der Empfangsgeräte nicht möglich sei. Von anderer Seite wurde die Verstärkung der Sendeeinrichtung oder die Verwendung kürzerer, störungsfreier Wellen gefordert, da ein Umbau aller Starkstromanlagen zugunsten des Rundfunks wirtschaftlich nicht tragbar sei. (Vgl. Anträge unter IV.)

## *III. Gewitter- und Blitzschutz*

Selbst wenn man die Isolierfestigkeit gegenüber der regulären Betriebsspannung in allen Teilen einer elektrischen Hochspannungsanlage gleichartig ausführt, so wird doch eine Abstufung der Durchschlags- oder Überschlagsfestigkeit gegenüber Sprungwellen und ähnlichen stoßartigen Beanspruchungen empfohlen, derart, daß die Transformatorwicklungen sicherer als ihre Durchführungen und die Schaltanlage sind, und diese wieder sicherer als die Fernleitungen.

Indirekte Beeinflussung der Leitung durch benachbarte Blitzschläge wird bei Höchstspannungsleitungen für ungefährlich gehalten, vor allem weil die influenzierten Ladungen zu langsam entstehen. Nur für Mittelspannungsleitungen können sie Schaden verursachen. Bei Höchstspannungsfreileitungen ist vor allem der direkte Blitzeinschlag gefährlich. Seine steilen, sprunghaften Wellen werden zunächst durch Koronabildung und dann auch durch die Dämpfung in der Erdoberfläche sehr schnell abgeflacht, so daß den Stationen vor allem nur benachbarte Blitzeinschläge gefährlich werden. Eine Verwendung von Erdseilen mit sehr guter Erdung der Masten verringert die Ausbreitungszonen der Blitzeinschläge erheblich. Überspannungsschutzgeräte und die Beherrschung der Feldverteilung in Transformatorwicklungen setzen die Durchschlagsgefahr weitgehend herab.

## *IV. Anträge und Beschlüsse*

Die unterschiedlichen Ansichten über Rundfunkstörungen äußerten sich in folgenden beiden Anträgen:

### *Antrag Bredow-Deutschland*

1. Die Notwendigkeit eines durchgreifenden Rundfunkschutzes gegenüber Fernwirkungen aus elektrischen Anlagen aller Art wird anerkannt. Elektrische Geräte müssen mit Rundfunkschutz versehen sein.
2. Alle Rundfunkländer werden ersucht, ihre Bau- und Betriebsvorschriften für elektrische Leitungen und Geräte aller Art alsbald planmäßig daraufhin durchzusehen, welche Änderungen nach den neuesten Fortschritten der Technik im besonderen Hinblick auf den Rundfunkschutz erforderlich werden.
3. Die für erforderlich erachteten Änderungen der Bau- und Betriebsvorschriften für elektrische Leitungen und Geräte aller Art sind zu einem möglichst frühen Zeitpunkt für die heimische Industrie als verbindlich zu erklären.

### *Antrag Passavant-Deutschland*

1. Die Benutzung des Äthers steht grundsätzlich jedermann frei. Ausgenommen sind nur die Errichtung und der Betrieb elektrischer Sendeeinrichtungen, sofern und soweit diese in den einzelnen Ländern hoheitsrechtlich geregelt sind. Abgesehen hiervon kann die Benutzung des Äthers weder verboten noch von besonderen Bedingungen oder Auflagen abhängig gemacht werden.
2. Für die Errichtung und den Betrieb von Rundfunkanlagen sind genaue Richtlinien zu schaffen über:
  - a. Leistung, Zahl und Beschaffenheit der Sender,
  - b. Einrichtung und Art der Anbringung der Empfangsantennen,
  - c. die zulässige Höchstempfindlichkeit der Empfangsgeräte,
  - d. die Abschirmung der Verbindungsleitungen von der Antenne zum Empfangsgerät, des Empfangsgerätes selbst und der Leitungen von diesem zur Erde,
  - e. die Beschaffenheit der Erdung, gegebenenfalls über die Art und Verwendung einer künstlichen Erde.

Da die Angelegenheit bei dieser Gegensätzlichkeit der Auffassung sachlich nicht genügend geklärt erscheint, so schloß sich die Versammlung keinem der beiden Anträge an, obwohl eine Probeabstimmung eine Bevorzugung des Antrages Passavant ergab. Es wurde vielmehr beschlossen:

Beide Anträge werden dem Hauptausschuß der Weltkraftkonferenz als Material für weitere Arbeiten überwiesen unter Mitteilung des Stimmenverhältnisses, das etwa 60 zu 30 zugunsten des Antrags Passavant lag.

## **Result of Discussion**

### *I. Earth*

For the protection life during the manipulation of electric utility apparatus enclosed in a metal casing it is recommended to connect

these with earthed protection wires which, however, should not be designed as current conducting middle wires. Good earthing of the protection wires with low Ohm value and automatic cut-out, if possible, is considered necessary. As an alternative protection use can be made of well-insulated casings for the utensils.

## *II. Power and Light Current*

As a means for eliminating disturbances between power and communication lines the following measures are recommended for adoption on the power current side: To adopt non-resistance or inductive earthing for the neutral point, to use a quick-acting selective protection, to use superimposed current wave checks, an accurate calculation of short-circuit and earth currents, and the pre-calculation of admissible approximation on the basis of mutual induction effect. Measured values of the resistance of the ground, on which the latter depends, were given for various countries. They range between 1 and 1000  $\text{k}\Omega\text{cm}$ . On the light current side an effective elimination of the disturbances was obtained by symmetrizing the circuit, cabling the wires and by the use of lead sheaths or protective wires interconnected throughout.

Concerning disturbances of broadcasting some engineers demand the removal of the causes in the power current appliances themselves, as they consider it impossible to remedy the interruptions in the receiver apparatus. Others again demand amplification of the transmitter equipment or the use of shorter, disturbance-free waves as they thought a reconstruction of all power plants in favour of broadcasting to be economically impossible.

## *III. Thunderstorm and Lightning Protection*

Even if the insulating-proof character for the regular service voltage is carried out on uniform lines in all parts of a high voltage line, it is recommended to graduate the dielectric or spark-over strength against surges and similar pulsating loads in such a way that the transformer windings are rendered more dependable than the wall-ducts and the switch gear and these in turn more dependable than the transmission lines.

Indirect influence by lightning striking the neighbourhood is not considered dangerous for high voltage lines, as the influenced charges arise too slowly. Damage may only be caused to medium-high voltage lines. For super-high voltage lines it is dangerous, above all, if lightning strikes them directly. Its steep surge-like, waves are very quickly elated out at first by the formation of a corona and then by damping in the ground so that lightning may become particularly dangerous to stations if striking in their vicinity. The use of earth wires together with well-earthed poles restricts the danger zones of lightning strokes considerably. Lightning protection devices and control of field distribution in the transformer windings greatly reduce the breakdown hazard.

#### *IV. Motions and Resolutions*

The divergence of views on radio disturbances found expression in the two following motions:-

*Bredow* moved that

1. "The necessity of an effective protection of radio against indirect influence by electric plants of whatever kind be recognised and that electric appliances be provided with radio protection.
2. All radio countries be requested to systematically examine their installation and operating regulations for electric transmission lines and appliances of whatever kind with a view to ascertaining what alterations will have to be made in keeping with the up-to-date progress in engineering in reference to radio protection.
3. The changes deemed necessary in the existing regulations governing installation and operation of electric transmission lines and appliances of whatever kind be declared binding for the industry of the country at the earliest possible date."

*Passavant* moved that

1. "The utilization of the ether be declared free to everybody on principle. Exempt therefrom to be only the erection and service of electric transmitter equipment inasmuch and as far as these are regulated by law in the several countries. That with this exception the utilization of the ether may be neither prohibited nor made dependent on special conditions or imposts.
2. Sharply defined guiding lines for the installation and operation of radio plants be laid down on
  - a) the capacity, number, and type of transmitter,
  - b) the equipment and type of arrangement of receiver aerials,
  - c) the maximum admissible sensitiveness of the receiver gears,
  - d) the screening of the connection wires from the aerial to the receiver gear, of the receiver gear itself and of the earth wires of the latter,
  - e) the type of earthing and perhaps also on the type and use of an artificial earthing.

In view of the extreme divergence of opinion exhibited the meeting did not agree to either of the two motions and, although a trial vote favoured *Passavant's* motion, resolves that

"Both motions be submitted to the Chief Executive of the World Power Conference together with the result of the trial vote showing a proportion of about 60 to 60 in favour of the *Passavant* motion, to serve as a basis for further work in this matter."

## Résultat de la Discussion

### *I. Mise à la terre*

Comme protection contre le danger de mort en cas d'emploi d'appareils électriques à cage métallique, on recommande leur raccordement à un conducteur protecteur mis à la terre, mais néanmoins non exécuté comme conducteur neutre sous courant. On estime nécessaires une bonne mise à la terre du conducteur protecteur avec régime en ohms faible et déconnexion autant que possible automatique. Un autre mode de protection consiste à utiliser pour les appareils des cages à bon isolement.

### *II. Influence mutuelle des courants à haute et à basse tension*

Comme moyens pour éliminer les perturbations entre les lignes à haute et à basse tension on a recommandé du côté haute tension: La mise à la terre sans résistance ou inductive du point neutre, l'emploi d'une protection sélective à action rapide, l'utilisation de selfs d'arrêt d'harmoniques et le calcul exact des courants de court-circuit et de mise à la terre, ainsi que le calcul préalable du rapprochement admissible basé sur l'effet d'induction alternative. Pour la résistance de la terre, dont ce dernier dépend, des mesures ont été communiquées par des participants de divers pays; ces mesures varient entre 1 et 1000 k  $\Omega$ /m. Du côté basse tension on a obtenu une forte élimination des perturbations par symétrisation des circuits, câblage des lignes, gaines de plomb à jonction continue ou conducteur protecteur.

Contre les perturbations en T.S.F. on a demandé, d'une part, d'éliminer les causes des perturbations aux appareils à haute tension eux-mêmes, parce qu'une élimination des perturbations ne serait pas possible aux appareils de réception. D'autre part, on a demandé de renforcer les postes émetteurs ou de choisir des ondes plus courtes et exemptes de perturbations, parce qu'une transformation de toutes les installations à haute tension au profit de la T.S.F. n'est économiquement pas supportable (v. Propositions sous IV).

### *III. Orages et parafoudres*

Même si l'on exécute la résistance contre la tension régulière de service uniformément dans toutes les parties d'une installation électrique à haute tension, on recommande une graduation de la résistance au percement ou à la tension de rupture contre les ondes migratoires et autres efforts par à-coups similaires, de telle sorte que les bobinages des transformateurs soient plus sûrs que les traversées des transformateurs et que l'installation de couplage, et que celles-ci soient de leur côté plus sûres que les lignes à distance.

Les charges induites dues à des éclairs proches sont estimées être sans danger pour les lignes à haute tension, surtout parce que les charges induites prennent naissance trop lentement. Elles ne peuvent causer des dégâts que dans les lignes à tension moyenne. Dans les lignes aériennes à haute tension c'est surtout le coup de foudre direct qui est dange-

reux. Ses ondes migratoires à front raide sont d'abord soumises très vite à l'amortissement par l'effet corona et alors aussi à celui de la terre, de sorte que seuls les coups de foudre proches sont dangereux pour les stations. L'utilisation de câbles de mise à la terre avec très bonne mise à la terre des poteaux diminue fortement les zones de propagation des coups de foudre. Des appareils de protection contre les surtensions et la maîtrise de la distribution du champ dans les bobinages des transformateurs diminuent beaucoup le danger de perçement.

#### *IV. Propositions et résolutions*

Les divers avis concernant les perturbations en T.S.F. sont exprimés dans les deux propositions suivantes:

##### *Proposition Bredow:*

1. La nécessité d'une protection efficace de la T.S.F. contre les effets à distance causés par des installations électriques de tout genre, est reconnue. Les appareils électriques doivent être munis d'une protection empêchant les perturbations en T.S.F.
2. Tous les pays s'occupant de T.S.F. sont priés de revoir bientôt systématiquement leurs prescriptions de construction et d'exploitation des lignes et appareils électriques de tout genre, pour établir les changements nécessaires d'après les plus récents progrès de la technique, en particulier en ce qui concerne la protection contre les perturbations en T.S.F.
3. Les changements jugés nécessaires aux prescriptions de construction et d'exploitation de lignes et d'appareils électriques de tout genre doivent être le plus tôt possible déclarés obligatoires pour les industries nationales.

##### *Proposition Passavant:*

1. L'utilisation de l'éther est en principe libre pour chacun. Ne sont exclus que l'établissement et l'exploitation d'installations électriques d'émission, pour autant qu'elles soient soumises à des droits de souveraineté et, dans l'affirmative, dans la mesure de ces droits. A part cela, on ne peut ni défendre d'utiliser l'éther ni le rendre dépendant de conditions ou de prescriptions.
2. Pour l'établissement et l'exploitation d'installations de T.S.F., il faut créer des directives précises sur:
  - a. La puissance, le nombre et la qualité des stations d'émission;
  - b. l'établissement et le genre de montage de l'antenne de réception;
  - c. la sélectivité maximum admissible de l'appareil de réception;
  - d. la mise sous écran des fils reliant l'antenne et le récepteur, du récepteur lui-même et des conducteurs du récepteur à la terre;
  - e. la qualité de la mise à la terre; le cas échéant, le genre et l'utilisation d'une terre artificielle.

La question ne paraissant pas être matériellement assez élucidée, vu ces opinions divergentes, l'assemblée n'a pu se rallier à aucune des



deux propositions, bien qu'un vote d'essai ait donné la préférence à la proposition Passavant. On décida, au contraire, que:

«Les deux propositions seront transmises au Comité Exécutif de la Conférence Mondiale de l'Energie pour servir de matériel pour les travaux ultérieurs, tout en lui communiquant la proportion des voix, qui a été d'environ 60 à 30 en faveur de la proposition de Passavant.»

3632



Oskar von Miller hat sein

# Gutachten über die Reichselektrizitätsversorgung

veröffentlicht!

Format DIN A4 XII 28 Seiten mit 24 Zahlentafeln und 23 farbigen  
Planen 1930 In Leinen gebunden RM 30

Inhalt: Vortrag des Reichswirtschaftsministers Dr. Curtius / Einführung / Technischer Bericht: Erhebungsbezirke / Jährlicher Stromverbrauch / Erforderliche Leistung / Örtliche Verteilung des erforderlichen Leistungsmaximums / Disposition der Kraftwerke / Disposition der Leistungsörter / Transformationsstationen / Schlußbemerkung. - Wirtschaftsbericht: Anlagekosten / Betriebskosten / Schlußbemerkung. - Anhang: Lasten der Konsumschwerpunkte / Lasten der Kraftwerke / Lasten der 220000 Voltleitung / Pläne.

In Kommission

VDI-VERLAG G.M.B.H. BERLIN NW7



Durch jede Buchhandlung zu beziehen!

→ Deutsche Buchdruckerei in Leipzig